

Logros, limitaciones y desafíos de la "revolución eólica" en Uruguay

Reto Bertoni (reto.bertoni@cienciassociales.edu.uy)

Pablo Messina (pablo.messina@fcea.edu.uy; pablom@cooperativacomuna.uy)

Universidad de la República, Uruguay

BORRADOR

NO CITAR

Resumen

En los últimos 50 años, el consumo total de energía primaria en Uruguay se duplicó a la vez que se transformó la composición de las fuentes primarias, atravesando un importante proceso de descarbonización. Los combustibles fósiles, que representaban 75% de la oferta bruta de energía en los años 1970s, oscilaron en el entorno de 40% previo a la pandemia por SARS-CoV-2. El foco de los cambios -aunque no exclusivamente- ha estado en el sector eléctrico, donde las fuentes renovables (la hidroelectricidad, los residuos de biomasa y -en la última década- la energía eólica y solar) han llegado a contribuir con el 98% de la generación. En este contexto se ha hablado de la “revolución eólica” en la segunda década del siglo XXI y se ha valorado muy positivamente esta experiencia uruguaya en el contexto internacional. Un resultado de ello la selección del país -entre más de 100 países- para recibir apoyo del Fondo de las Naciones Unidas para el Desarrollo Sostenible, a los efectos de implementar un programa para promover la segunda transición energética, promoviendo la descarbonización de diferentes sectores de su economía (especialmente el transporte y la industria).

En este trabajo se lleva a cabo un balance crítico de la transformación de la matriz eléctrica, movilizándolo diversas herramientas para discutir algunas tensiones que han acompañado el proceso y algunos resultados en materia económica y política. La competencia y/o la complementariedad entre la energía hidráulica y la energía eólica, el costo de abastecimiento de la demanda, los impactos sobre otros sectores productivos asociados al “componente nacional de la inversión”, la pérdida de soberanía implícita en la privatización de la generación y la percepción de la revolución eólica como un negocio financiero, son algunas de las dimensiones que se abordan. Las conclusiones pretenden contribuir con nuevos elementos al diseño de políticas públicas para enfrentar la denominada segunda transición.

Palabras clave: revolución eólica; soberanía energética; financiarización; Uruguay.

Summary

In the last 50 years, the total consumption of primary energy in Uruguay doubled and the structure by sources has been transformed, while an important decarbonization process has been observed. Fossil fuels, which represented 70% of the gross supply in the 1970s, were around 40% before the outbreak of the SARS-CoV-2 pandemic. The center of the changes has been in the electricity sector, where hydroelectricity, biomass waste and - in the last decade - wind and solar energy, have contributed to the 98% of generation coming from renewable sources. In this context, they have talked about the “wind revolution” and the Uruguayan experience has been weighed very positively. A result of this has been the selection of the country -among more than 100 countries- to receive support from the United Nations Joint Fund for Sustainable Development Goals, in order to implement a program to promote the country's second energy transition, promoting the decarbonization of different sectors of its economy (especially transport and industry).

In this work, a critical balance of the transformation of the electrical matrix is carried out, mobilizing diverse tools to discuss some tensions that accompanied the process and some results in economic and political matters. Competition and / or complementarity between hydro and wind power, the supply of demand cost, the impacts on other productive sectors associated with the "national component of investment", the loss of sovereignty, implicit in the privatization of generation, and the wind revolution as a financial building and its risk, are some of the dimensions that are addressed. The conclusions are intended to contribute new elements to the design of public policies to face the so-called second transition.

Keywords: wind revolution; energy sovereignty; financialization; Uruguay.

Introducción

La necesidad y urgencia de una transición energética, para contribuir a mitigar la emisión de gases de efecto invernadero, representa un desafío para la humanidad en el contexto del antropoceno. La literatura internacional ha discutido -en perspectiva histórica comparada- la duración, el ritmo y los drivers de las transiciones, con el objetivo de identificar patrones, construir tipologías y/o descubrir factores críticos con base en lo cual aportar al diseño de las políticas energéticas.

En ese escenario, visitar y discutir casos exitosos a escala nacional puede contribuir a entender las dinámicas emergentes de esos procesos complejos, donde la economía política tensiona el diseño y la implementación de las políticas públicas. La transformación de un régimen sociotécnico como lo es la matriz energética está condicionado por factores estructurales y fuerzas globales, pero la dinámica del cambio depende -en última instancia- de la acción -o inacción- de actores relevantes a escala nacional.

El análisis crítico de la denominada “revolución eólica” en Uruguay puede contribuir a la discusión sobre las determinantes de las transiciones energéticas y, en tal sentido ofrecer insumos para la reflexión teórica; pero también para extraer lecciones de cara a una “segunda transición energética” en el país, seleccionado -entre otros- para recibir recursos del Fondo de Naciones Unidas a los efectos de implementar un programa de descarbonización de sectores como el transporte y la industria.

La mayoría de los trabajos que han estudiado las transformaciones en la matriz energética en Uruguay en el siglo XXI, particularmente en el sector eléctrico, remarcan las bondades del proceso que ha permitido a las fuentes renovables producir más del 90% de la generación eléctrica en el último lustro. En este trabajo se intenta también mostrar algunos de los límites o desafíos implicados en la trayectoria emergente.

Para ello, se realiza un breve recorrido de la producción académica sobre el tema, a los efectos de contribuir a construir el estado del arte (sección 1); luego se presentan los principales hechos estilizados de la transición y los instrumentos de política movilizados para obtener esos resultados (secciones 2 y 3 respectivamente). Finalmente, se discuten las luces y sombras del proceso abordando algunos “tópicos en debate”, generando preguntas y arriesgando algunas hipótesis provisionales que -a nuestro juicio- por el sólo hecho de intentar respuestas resultan relevantes para extraer lecciones de esta historia (sección 4). Finalmente se presentan algunas conclusiones y más preguntas, potencialmente generadoras de nuevas líneas de investigación que los autores consideran relevantes para entender el pasado y contribuir a la construcción de futuro(s).

1. La revolución eólica bajo la lupa de propios y extraños

Si bien la llamada “revolución eólica” en Uruguay ha tenido cierta resonancia internacional, con importantes coberturas de prensa lo cierto es que existen pocos trabajos académicos que estudien la reciente transición energética en Uruguay, en particular en el subsistema eléctrico.

A nivel internacional, los estudios sobre el uso de las renovables y las transiciones energéticas asociadas dan cuenta de procesos de larga data en países pioneros como Dinamarca, Suecia o España (Meyer, 2007) y se enmarcan en el debate sobre las necesarias transformaciones en la matriz energética global para enfrentar los desafíos del cambio climático. Los debates sobre el carácter, la duración, las tecnologías y las políticas vinculadas a este proceso pueden encontrarse en los trabajos de Smil (2010), Sovacool (2016), Fouquet & Pearson (2012) y Fouquet (2016). Pero en todos los casos se trata de una visión “desde el centro”, en el sentido que se trata -fundamentalmente- de la realidad de países desarrollados. Los procesos de cambio en la matriz energética en los capitalismo periféricos tienen un menor tratamiento en los estudios comparados.

Para el caso uruguayo, contamos con trabajos de investigadores extranjeros que han analizado los cambios en la matriz energética de Uruguay y, en particular, las transformaciones en la matriz de generación eléctrica con foco en la “revolución eólica” (Costa Correa et al., 2022; Fornillo, 2021; Wynn, 2018; Newell, 2019, Suárez et al, 2020).

El primero, constituye un estudio específico del cambio de matriz energética uruguaya hacia renovables no convencionales, centrado en el desarrollo de la generación mediante energía eólica. El trabajo se basa fuertemente en el relevamiento de opiniones mediante entrevistas semi-estructuradas a expertos y actores políticos vinculados a la política energética. Metodológicamente se ampara en diversas metodologías del “text-mining” y además, realiza indagaciones prospectivas, buscando identificar cuáles son los principales desafíos del sector energético en Uruguay a futuro.

En su análisis, afirman que la transformación de la matriz energética pasó de ser un nicho académico a un régimen establecido de generación eléctrica (Costa Correa et al, 2022). Ubican como desafíos a futuro, la incorporación de nuevas tecnologías (bombeo y almacenamiento hidroeléctrico combinado con eólica, la incorporación del transporte eléctrico, la acumulación por baterías, entre otros). Además, identifican que mientras para la academia uno de los principales obstáculos a futuro está en el desarrollo tecnológico y en la dificultad de garantizar energía firme en una matriz anclada en la energía eólica, para los generadores privados, el problema radica en el peso de la empresa pública en el mercado eléctrico (Costa Correa et al, 2022).

Fornillo (2021) jerarquiza la importancia de la política pública y, muy particularmente, la existencia de una empresa pública que ofició como garante para la comprensión del éxito del cambio de matriz energética en Uruguay. Sin embargo, el foco de su artículo está en el análisis prospectivo, intentando descifrar las potencialidades que las renovables no convencionales le otorgan al Uruguay. En concreto, entiende que los parques eólicos habilitaron el desarrollo de una nueva geografía de generación distribuida en Uruguay, lo que permitiría un sistema descentralizado y participativo, dando pie a un creciente control popular de la energía. A nuestro entender, su propuesta apuesta a vincular aspectos socio técnicos no siempre presentes en el debate, pero parte de una premisa equivocada sobre cómo funciona el sistema eléctrico en Uruguay, lo que lleva a no considerar el riesgo de captura por el capital privado del sistema energético en su conjunto. Los parques eólicos no constituyen generación distribuida en esencia, sino puntos de generación que se

conectan al Sistema Integrado Nacional, a través del cual se despacha la energía a escala nacional (Despacho Nacional de Cargas).

Wynn (2018) elabora un análisis comparativo de 9 regiones en las que las energías renovables no convencionales (en particular la eólica y la fotovoltaica) han pasado a tener una participación importante. Destaca, en el caso de Uruguay, la velocidad en la transición y el rol de la planificación, la regulación y la existencia de una empresa verticalmente integrada para garantizar el éxito en un plazo tan reducido. Asimismo, en la perspectiva comparada, resalta cómo Uruguay logró mejorar la flexibilidad de su matriz eléctrica pudiendo utilizar la hidrogenación cuando hay escasez de vientos y aprovechando la interconexión con Argentina y Brasil para exportar cuando hay superávit.

Por otra parte, Newell, (2019) hace un desarrollo esencialmente teórico, donde reflexiona sobre las condicionantes de “economía política” en la gobernanza global que existen a la hora de pensar las transiciones energéticas, a la vez que pone el acento en la importancia del Estado desde una perspectiva neogramsciana. El texto identifica tres móviles para la transición hacia renovables: el asegurarse un lugar destacado en la producción de la tecnología asociada a dichas fuentes de generación, el de reducir la dependencia de las importaciones de energéticos y en el de mitigar los problemas del cambio climático. En el primer móvil, se encuentran exclusivamente países con alto desarrollo científico-tecnológico mientras que Uruguay está ubicado, junto con India, entre los países que adoptaron dicha política para reducir las importaciones y, en particular, la denominada factura petrolera.

Esta mirada, parcialmente compartible, no aborda el conjunto de problemáticas que desde el punto de vista de la gobernanza global tiene un país periférico como Uruguay a la hora de pensar una transición energética. Uno de los elementos más importantes (y ausentes en la literatura) son los problemas del financiamiento del cambio de matriz energética en un país periférico. En este sentido, Mazzucato (2013) dedica un capítulo especial al rol del Estado en la financiación de inversión en fuentes renovables no convencionales y, muy particularmente, en el desarrollo de la tecnología para la generación de electricidad con energía eólica.

Su análisis se centra en demostrar que el desarrollo y expansión de las “tecnologías verdes” dependen decididamente de las políticas públicas, tanto enfocadas a la demanda (pautas de consumo), como a la oferta. En ese sentido, destaca la importancia del financiamiento y de la “banca de desarrollo” para financiar proyectos cuyos resultados pueden ser visibles a largo plazo. Posteriormente, incorporó al análisis el estudio detallado del tipo de agentes financiadores del desarrollo de tecnología en generación eólica y sus características (Mazzucato y Semieniuk, 2017), constituyéndose en el trabajo más importante sobre la temática hasta ahora.

Allí, analizan la importancia de la financiación para la inversión en energías renovables, ponderando las potenciales bondades que tienen estas tecnologías para el desarrollo más sustentable en términos medioambientales. Su análisis parte de dos premisas básicas. En primer lugar, que la inversión en renovables es minoritaria a pesar de su carácter estratégico. En segundo lugar, constatan la ausencia de estudios que analicen qué es lo que se financia y qué es lo que no. Su punto de partida es que al no mirar esa especificidad, los montos de inversión globales pueden esconder

subinversión en algunos rubros o tecnologías con sobreinversión en otras. Asimismo, asumen explícitamente que es deseable que haya inversiones diversificadas en energías renovables.

La tesis de ellos es que las finanzas condicionan, moldean y transforman aquello que es financiado (o no). De esta forma, afirman que “...la prevalencia de uno u otro tipo de financiamiento privilegiará determinadas áreas tecnológicas, ciertos niveles de riesgo y, en consecuencia, áreas de innovación particulares, proceso en el que se inducen las direcciones del proceso de innovación” (Mazzucato y Semieniuk, 2017). Los resultados a los que arriban son muy importantes. En primer lugar, muestran una retracción de la inversión privada después de la crisis del 2008 y que el crecimiento de la inversión en renovables continuó creciendo gracias al sector público. En segundo lugar, identifican que la literatura sobre innovación y desarrollo (I+D) se ha concentrado mucho en dicha inversión y no ha prestado tanta atención a los procesos de difusión y divulgación. Sin embargo, muestran que éstas muchas veces son fundamentales para estimular la propia inversión básica en I+D. Con esa preocupación de fondo, encuentran que también el sector público ha sido importante en la inversión en divulgación y difusión de la tecnología en renovables. Este punto, no va en consonancia con la idea generalizada en la literatura convencional sobre ciencia, tecnología y desarrollo, que focalizan la inversión pública en el desarrollo y no en su difusión.

Nuevamente, el asunto son las preguntas que el trabajo no se hace. ¿Es posible pensar que opera una lógica centro- periferia en el desarrollo y difusión de la tecnología en energías renovables, dónde en unas regiones del mundo se desarrolla la tecnología y en otras solo se compra proyectos llave en mano? ¿Afecta la jerarquía de monedas al desarrollo e inversión en renovables? ¿Existe algún riesgo de modificar el servicio público de electricidad por fomentar distintos mecanismos de inversión financiera para el desarrollo de energías renovables? Parte de estas interrogantes intentaremos responder en el presente trabajo.

Sin responder las preguntas formuladas en el párrafo anterior, el trabajo de Suárez et al (2020) hace una descripción detallada de los tipos de contrato y mecanismos de financiamiento de la energía eólica en Uruguay. Dado que se trata de un trabajo realizado con el apoyo institucional del BID, posee un detalle particular sobre las líneas de crédito de dicho agente financiero. Destaca en el análisis el conjunto de medidas que debieron tomarse para garantizar la “bancabilidad” de los proyectos eólicos, medidas que se explican exclusivamente por razones financieras y no por razones energéticas.

Por otra parte, a nivel nacional los antecedentes pueden desagregarse en distintos tipos. Por un lado, aquellos trabajos que se focalizan en la dinámica del proceso desde una perspectiva de los sistemas socio-técnicos, el entorno institucional y el rol de la política para explicar el rápido desarrollo de la eólica (Ardanche et al. 2017; Ruchansky y Blanco, 2017; Factor, 2017; Bertoni et al. 2020). Por otro lado, existen trabajos que ponen el acento en el proceso de privatización de la matriz eléctrica que las renovables -en particular la eólica- han concretado en el eslabón de la generación. En algún caso, este fenómeno habría estado condicionado por restricciones de tipo institucional-contable para el desarrollo de la inversión pública (Esponda y Molinari, 2017), en otros, el acento se pone en los grupos económicos inversores en la eólica y en sus estrategias de diversificación productiva (Geymonat, 2019). Por otra parte, en Bertoni et al (2020), si bien encuentran en el andamiaje

organizativo-institucional una clave para entender el éxito en la incorporación de la eólica, discuten el timing y analizan también la dificultad de la industria local para cumplir con la normativa de “componente nacional” que las inversiones en energía eólica preveían, siendo cubierto este rubro en los proyectos esencialmente por bufetes jurídicos y empresas de diseño de proyectos.

En cuanto a los primeros, Ardanche et al (2017) focalizan en la creación previa de un “nicho cognitivo” desde principios de los 2000. Este nicho, que tiene como principal protagonista a la academia, se convirtió posteriormente en un proyecto de transformación sociotécnica con la asunción de un gobierno progresista a partir del 2005. Posteriormente, los grandes acuerdos políticos como el acuerdo multipartidario de 2010 y ciertos consensos sociales permitieron el rápido desarrollo de las renovables en nuestra matriz eléctrica. El trabajo realiza además un pormenorizado mapeo de actores claves del proceso de cambio de matriz energética que involucra academia, Estado y empresas públicas, generadores privados, sindicatos, entre otros. Un aspecto relevante que emerge de este enfoque es cómo incidió el activo cognitivo, resultado de la acción del sector público -Universidad de la República - UDELAR, Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear del Ministerio de Industria, Energía y Minería-, en el diseño de los instrumentos para atraer al capital privado¹. En otro orden y jerarquizando la importancia de los consensos políticos multipartidarios, en Factor (2017) se pone el acento en algunos aspectos institucionales, destacando como claves del proceso de cambio en la matriz energética al marco regulatorio vigente y la posibilidad que otorga tanto de contratar energía sin ofrecer potencia firme, así como también el traslado a los consumidores de los costos del contrato, otorgando confianza a los desarrolladores de proyectos y entidades financieras. También destacan el arbitraje internacional y el hecho de que los contratos PPA fueran en dólares, asumiendo la UTE los riesgos cambiarios. Por último, Bertoni et al (2020) incorporan los aspectos institucionales mencionados pero agregan la importancia de la existencia de una empresa pública sólida financieramente, con una fuerte impronta innovadora y poder monopsónico, que ofició como garante y, en gran medida, como una de las claves del éxito del proceso. Una valoración en línea con esta es la que realiza Altomonte (2017: 24), al señalar que la presencia de la empresa eléctrica estatal -UTE- fue de fundamental importancia en el desarrollo del proceso. Finalmente, Bertoni et al.(2020) destacan la importancia de los consensos políticos y sociales para el rápido desarrollo de las energías renovables en Uruguay aunque encuentran un posible factor distorsivo en el cambio en las reglas del juego en 2012 (abandono de las licitaciones y aceleración del proceso de instalación de parques) y se vincula esto con las dificultades para concretar encadenamientos productivos a través del componente nacional de la inversión² y enfatizan en la resistencia sindical que existió a lo que se entiende fue un proceso de privatización de la generación en energía eléctrica.

¹ Además del mapeo de vientos y estimaciones de factor de capacidad, el cúmulo de información y capacidades de gestión de una matriz eléctrica más compleja, por la incorporación de potencia intermitente en la red, constituyeron factores críticos.

² En Altomonte (2017: 37) se afirma que en lo que respecta los esfuerzos por articular el desarrollo tecnológico nacional, industrial y de servicios nacionales asociados, a partir de la inclusión en los llamados licitatorios de incentivos en precio para aquellos proyectos con mayor componente nacional, “los resultados no estuvieron a la altura de las expectativas”.

La privatización de la matriz energética, como corolario del cambio de matriz hacia renovables, tiene como principal antecedente el trabajo de Esponda y Molinari (2017). Allí se enfatiza en que los bajos niveles de inversión pública tradicional en el novel parque eólico se explican por las restricciones que imponen las reglas de juego que operan en la inversión. En particular, destacan a las reglas de juego contables como la principal restricción. En rigor, su explicación consiste en que en Uruguay imperan manuales contables del FMI de la década de los ochenta que, en un contexto de crisis de deuda, obligaban a registrar la inversión pública con “criterio caja”. El mantenimiento de esta metodología hace que la inversión pública se registre totalmente en el momento en que se realiza, mientras que la inversión privada o las modalidades alternativas de inversión pública son registradas en un período de tiempo más extendido. En ese sentido, la privatización o la proliferación de instrumentos como el leasing u otras modalidades permiten registrar menores niveles de déficit fiscal. La necesidad de mantener bajo el déficit fiscal para garantizar la calificación de *Investment Grade* combinada con la regla contable del sector público en Uruguay, constituyen el factor decisivo para explicar la actual estructura de propiedad del sector de generación eólica en Uruguay (Esponda y Molinari, 2017).

Complementariamente, Geymonat (2019) analiza la estructura de propiedad de las renovables (biomasa, eólica y fotovoltaica). La participación del capital extranjero es mayoritaria pero difiere según la fuente de energía, superando el 80% en biomasa y fotovoltaica y siendo cercano al 60% en la energía eólica. Para este último caso, la mayoría de las inversiones provienen de Europa (España y Alemania, principalmente) y en segundo lugar, capitales de la región, donde destacan Argentina y Brasil. Por otra parte, dentro de los capitales nacionales discrimina su accionar en tres tipos. Aquellos que tienden a controlar un emprendimiento generador en su totalidad, aquellos que se han especializado en el negocio y que se dedican a distintas fases del mismo (principalmente los desarrolladores de proyectos) y por último aquellos capitales que se encuentran difuminados en un paquete accionario mayor. Un aporte importante de su trabajo es mostrar que el capital nacional, que ha participado de la expansión eólica, forma parte -en su mayoría- de grandes grupos económicos con una larga trayectoria en el país (Geymonat, 2019); incluso, en el caso de nuevos emprendimientos de desarrolladores que han logrado exportar servicios para la región (Factor, 2017). Además, encuentra que si bien el capital nacional es minoritario respecto al extranjero, controlan la representación gremial de los generadores privados AUGPEE (Geymonat, 2019).

Con foco en el potencial desarrollo de capacidades industriales, Bertoni et al. (2020) analizan la política de componente nacional que se instrumentó a través de las licitaciones de los parques eólicos. Tomando las certificaciones de componente nacional que realiza la propia Cámara de Industrias encuentran que los mayores porcentajes de participación del capital nacional se concentran en “Obra Civil de Montaje” y en “Estudios Técnicos”, siendo muy minoritario en “Bienes de Capital, Equipamiento y Materiales de Infraestructura”. También constatan que la participación de estos últimos rubros es mayor en los parques eólicos de propiedad de la UTE, ya que en ellos las exigencias de componente nacional prevén mínimos y máximos por rubros, cuestión que no aplicó a las inversiones en el sector privado.

Como vimos en los párrafos anteriores, la “revolución eólica en Uruguay” ha sido analizada desde distintas aristas. Por un lado, como un ejemplo de transición energética rápida en un país periférico

que contribuyó a minimizar la dependencia energética. Por otro lado, como un ejemplo entre las complementariedades del sector público y privado en un proceso de transformación socio-técnico. Dentro de estos, existe un conjunto menor de trabajos que analizan críticamente la privatización de la generación eléctrica asociada al cambio de matriz. En este trabajo, además del “estado del arte” sobre la “revolución eólica” uruguaya se pretende incorporar un conjunto de “tópicos en debate” que están aún insuficientemente analizados en la literatura. ¿Qué incidencia tiene la privatización energética en el costo de abastecimiento de la demanda? ¿Existen costos asociados al proceso de financierización de la energía que la transición energética presupone? ¿Cuál es el rol de las empresas públicas? ¿Hay posibilidades de captura de rentas del sector público por parte del sector privado?

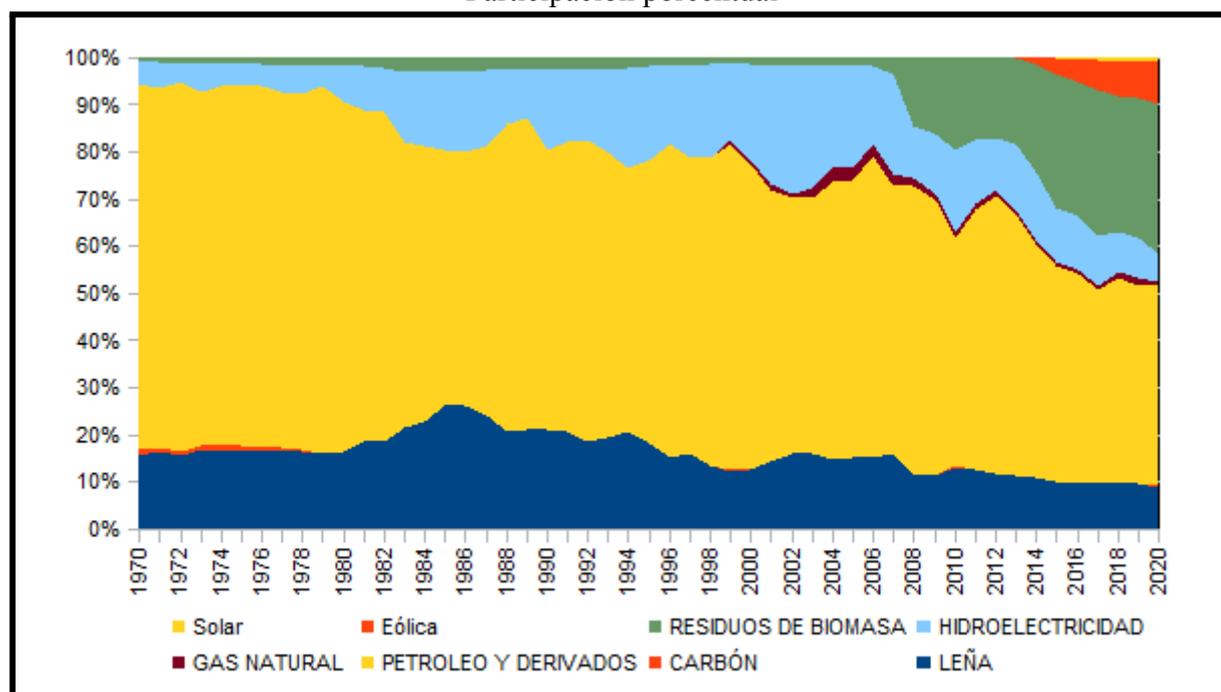
2. Hechos estilizados de la transición energética en Uruguay

En los últimos 50 años, el consumo total de energía primaria en Uruguay se duplicó, pasando de 2.500 a más de 5000 kTEP (MIEM, www.ben.miem.gub.uy) y la oferta por fuentes ha cambiado notablemente su estructura, observándose un importante proceso de descarbonización. Los combustibles fósiles, que representaban 70% de la oferta bruta en los años 70 del siglo pasado, cayeron al 40% en el año previo al estallido de la pandemia por SARS-CoV-2 (Gráfico 1).

Esta trayectoria se explica en parte por un factor estructural, la extrema dependencia del petróleo como fuente primaria en un país que no cuenta con yacimientos de este u otro energético fósil (carbón, gas natural). En consecuencia, explotar fuentes autóctonas para disminuir la dependencia energética del exterior, constituyó un problema recurrente en la historia energética uruguaya³. Los *shock* petroleros de los años setenta del siglo pasado implicaron un estímulo adicional para buscar alternativas y la crisis energética en el comienzo del siglo XXI, incremento de la factura petrolera y la preocupación por los efectos del cambio climático han contribuido como catalizadores. Es decir Uruguay ha sido “verde” en su estrategia energética por necesidad. No obstante, la dinámica de las transformaciones es resultado de las políticas públicas desplegadas (Bertoni, 2011; Bertoni et al., 2010, Bertoni et al., 2020).

³ Las investigaciones para desarrollar un “combustible nacional” y para explotar los recursos hidráulicos en Uruguay se remontan a las primeras décadas del siglo XX (Martínez, 2007; Waiter, 2019).

Gráfico 1
Uruguay. Consumo de Energía Primaria por Fuente (1970-2020)
Participación porcentual



Fuente: MIEM, BEN.

La dinámica transformativa, como se observa en el Gráfico 1, muestra tres hitos claves. El primero de ellos se ubica en la primera mitad de los años 1980s. Entonces empezaron a generar las centrales hidroeléctricas de Salto Grande (MW)⁴ y Palmar (MW), la primera de ellas construida de manera conjunta con Argentina, recién en 1995 incorporó el 50% de potencia estipulado para Uruguay en el contrato. El impacto fue notable. Entre los años 1950s y 1982 la participación de la hidroelectricidad en la matriz primaria osciló en el entorno de 4%. En las dos décadas siguientes se asistió a un incremento de la participación de esta fuente, alcanzando en 2000 al 16% de la oferta bruta. Esto significa que la participación de la hidroelectricidad en la matriz primaria se multiplicó por 4 y, en contrapunto con ello, la dependencia petrolera cayó 10 puntos porcentuales en las últimas dos décadas del siglo.

El segundo hito se identifica entre 2008 y 2015 y se corresponde con la irrupción de los residuos de biomasa en la oferta primaria a partir de la instalación de dos plantas de celulosa. Hasta 2006 este energético se ubicó en el entorno del 2% de la oferta bruta. Entre 2008 y 2012 promedió el 15% (incorporación de BOTNIA-UPM⁵) y a partir de 2014 representa el 30% de la oferta primaria (después de la incorporación de Montes del Plata⁶). Si bien en la primera década del siglo XXI se instalaron otras plantas de generación eléctrica a partir de biomasa, su participación es marginal. La irrupción de los residuos de biomasa tuvo por resultado una nueva caída de la participación de combustibles fósiles en la matriz primaria del orden de 5 puntos porcentuales.

⁴ La idea de construir una central hidroeléctrica en el río Uruguay se remonta a los años cuarenta del siglo XX. La coyuntura de los años setenta, signados por la crisis energética, la posibilidad de acceder a créditos internacionales con tasas razonables y la instauración de un régimen dictatorial en Uruguay -que podía desarticular cualquier resistencia social al megaproyecto-, constituyeron un escenario propicio para su concreción.

⁵ La empresa finlandesa Botnia comenzó sus operaciones en su planta de producción de pasta de celulosa en noviembre de 2007. La misma fue adquirida por la empresa UPM -también de capitales finlandeses- en octubre de 2009.

⁶ Montes del Plata comenzó la producción de pasta de celulosa en el año 2014. Se trata de una empresa de capitales chilenos (Arauco) y suecos/finlandeses (Stora Enso).

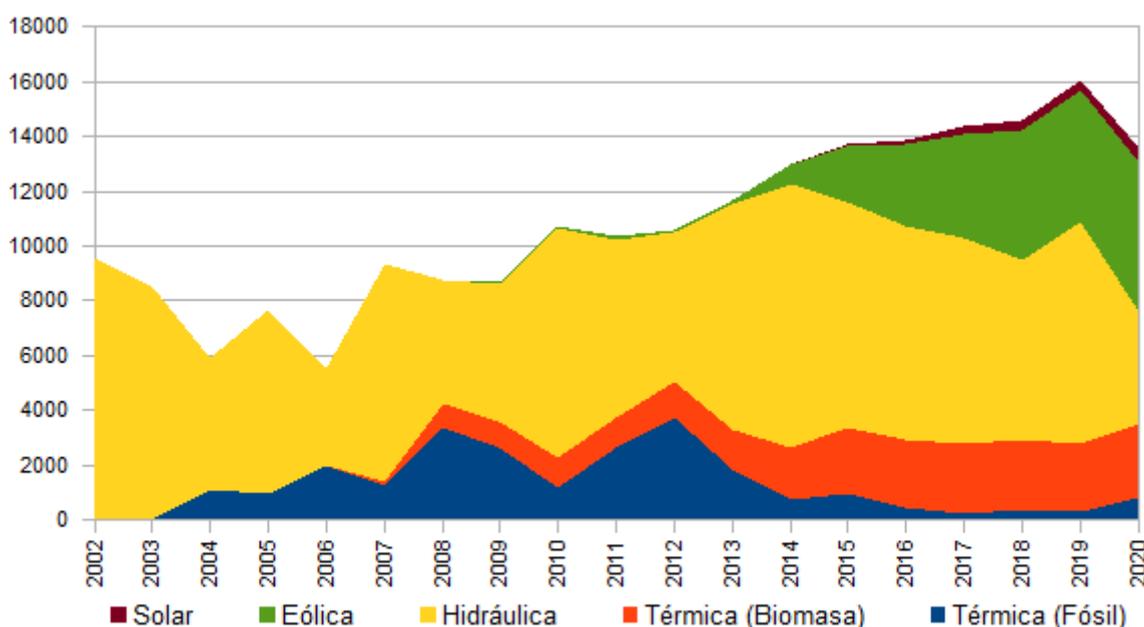
El tercer hito se ubica entre 2015 y 2017 y se caracteriza por la incorporación significativa de la energía eólica, para la generación de electricidad, en la matriz energética uruguaya. Como resultado, en la última década esta fuente incrementó su participación en la matriz primaria, pasando del 0,1% al 9% de la oferta total. Esto ha incidido significativamente en una nueva caída de la participación del petróleo en la oferta primaria del entorno de los 10 puntos porcentuales.

En síntesis, el consumo de energía primaria en Uruguay se multiplicó por dos en los últimos cincuenta años y, en el mismo lapso, se asistió a un proceso de descarbonización de la matriz energética del orden del 40%. La explicación está en la incorporación sucesiva de dos nuevas centrales hidroeléctricas, la relevante participación de los residuos de biomasa y, recientemente, la incorporación de la energía eólica para la generación eléctrica.

En este contexto resulta de interés indagar en los cambios ocurridos en el sector eléctrico en la última década por la magnitud de la transformación en la matriz de generación y, particularmente, describir -en esta sección- y discutir -en las secciones siguientes- los factores que propiciaron la denominada “revolución eólica” en Uruguay (Gráfico 2).

La instalación de 1.500 MW de potencia eólica en menos de diez años, en un país en que la capacidad instalada total para la generación eléctrica se ubica en el entorno de los 4.900 MW, constituye un fenómeno extraordinario, por su alcance, pero también por su rapidez (Cuadro 1). Una década es muy poco tiempo en el contexto de la dinámica de las transiciones energéticas. En 2005 Uruguay no generaba energía eléctrica a partir del viento, entre 2019 y 2020 esta fuente generó -en promedio- 35% del total, lo que ha llevado a que la Agencia Internacional de Energía (AIE), calificara al país como líder de América Latina en producción de energía a partir de fuentes renovables no convencionales y cuarto en el mundo en cuanto a la generación eléctrica con fuentes eólica y solar (CAF, 2021).

Gráfico 2
Uruguay. Generación Energía Eléctrica por Fuente (2002-2020)
GWh



Fuente: MIEM, BEN

En diversos artículos se ha hablado de Uruguay como un ejemplo a seguir (Wynn, 2018; Costa Correa et al., 2022) ya que, ante el desafío global de implementar acciones para la descarbonización de las matrices energéticas, el caso uruguayo puede aportar elementos al debate sobre el timing de las transformaciones necesarias para lograr una matriz global más “verde” (Sovacool, 2016).

Cuadro 1
Uruguay. Energía Eléctrica. Potencia Instalada por Fuente (2005-2020)
(MW)

	2005	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Fósil	497	801	878	876	876	1.076	1.275	1.275	1.105	650	830	1.190	1.190	1.190
Biomasa	14	173	173	236	243	244	414	415	425	425	425	425	425	425
Hidráulica	1.538	1.538	1.538	1.538	1.538	1.538	1.538	1.538	1.538	1.538	1.538	1.538	1.538	1.538
Eólica	0	15	31	41	44	53	59	481	857	1.211	1.511	1.511	1.514	1.514
Solar	0	0	0	0	0	1	2	4	64	89	243	248	254	258
TOTAL	2.049	2.526	2.620	2.690	2.701	2.911	3.288	3.713	3.989	3.913	4.546	4.912	4.920	4.925
EóI/TOTAL	0%	1%	1%	2%	2%	2%	2%	13%	21%	31%	33%	31%	31%	31%

Fuente: MIEM. Dirección Nacional de Energía

Si bien -en Uruguay- la participación de la hidroelectricidad ha sido históricamente importante, la irregularidad de la hidraulicidad en las centrales, ubicadas en los ríos Uruguay y Negro, obligó a contar con una importante potencia firme a través de centrales termoeléctricas. Como puede observarse en el Gráfico 2, años de buen registro de lluvias en las cuencas de aquellos ríos permitían generar entre 80% y 100% de la electricidad a partir de centrales hidroeléctricas (2002-2005), pero en años caracterizados por sequías en esas cuencas, la participación de estas centrales cae al 50%-60% (2006, 2008-2009, 2011-2012). La variabilidad climática imponía un grado de incertidumbre importante dado la imprevisibilidad con impactos económicos significativos debido a la necesidad de proveer a las centrales térmicas con combustibles fósiles importados.

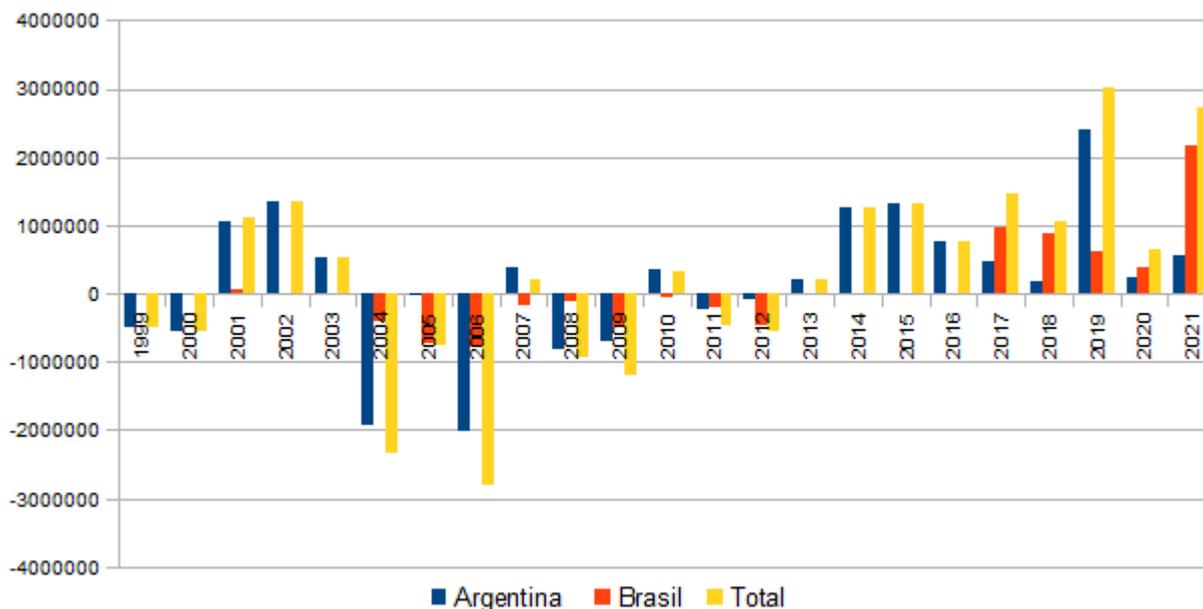
La incorporación de energías renovables no convencionales como los residuos de biomasa, eólica y solar, no sólo disminuyó notablemente la dependencia de los combustibles fósiles para la generación térmica (Gráfico 2) con el consiguiente relajamiento de la presión sobre la balanza de pagos, sino que además amplió la oferta de electricidad al punto de convertirse el país en exportador neto de energía eléctrica a la región (Gráfico 3). Si bien el intercambio energético no es un fenómeno nuevo, el sistemático superávit del mismo que se registra en los últimos siete años (expresado en el gráfico como exportaciones netas), es un fenómeno absolutamente novedoso. Para manejar un orden de magnitud a continuación se presenta la evolución de las exportaciones de energía eléctrica y como porcentaje del valor total de las exportaciones,

**Uruguay. Exportaciones de Energía Eléctrica
(Dólares corrientes)**

2017	2018	2019	2020	2021
117.405.960	71.820.306	63.410.766	98.957.880	593.612.776
1,49%	0,96%	0,83%	1,43%	6,06%

Fuente: Elaborado por URUGUAY XXI en base a datos de la DNA del Ministerio de Economía y Finanzas (República Oriental del Uruguay)

Gráfico 3
Uruguay. Exportaciones Netas de Energía Eléctrica (1999-2021)
MWh



Fuente: UTE; Tomado de

<https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/datos-y-estadisticas/datos/series-estadisticas-energia-electrica>

[Nota: 2021, 11 meses]

Si la magnitud de las transformaciones en la matriz eléctrica ha sido extraordinaria, no menos relevante es prestar atención a la velocidad con que se produjo el cambio.

El proceso de incorporación de la energía eólica en la matriz de generación se concreta esencialmente en cuatro años, como puede observarse en los Gráficos 4a y 4b. Entre 2014 y 2017 se instalaron 1450 MW del total de 1513 MW que constituyen la potencia eólica instalada en 2021. Cabe constatar que el proceso de adjudicación a los inversores se consumió -fundamentalmente- entre 2011 y 2012, lo que informa además de la eficiencia en la gestión y ejecución de los proyectos.

Gráfico 4

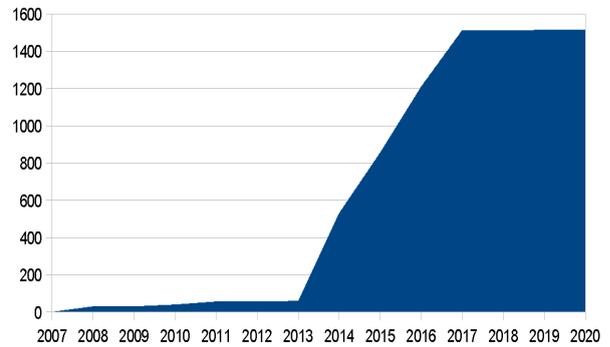
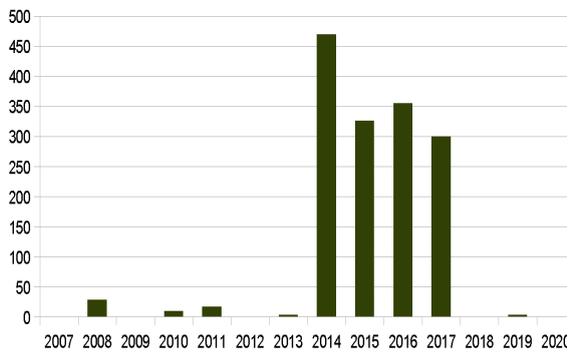
Uruguay. Entrada en operación Parques Eólicos.

4a. MW instalados por año

4b. Potencia instalada acumulada (MW)

Uruguay. Entrada en operación Parques Eólicos. MW instalados por año.

Uruguay. Energía Eólica - Potencia Instalada. MW acumulados

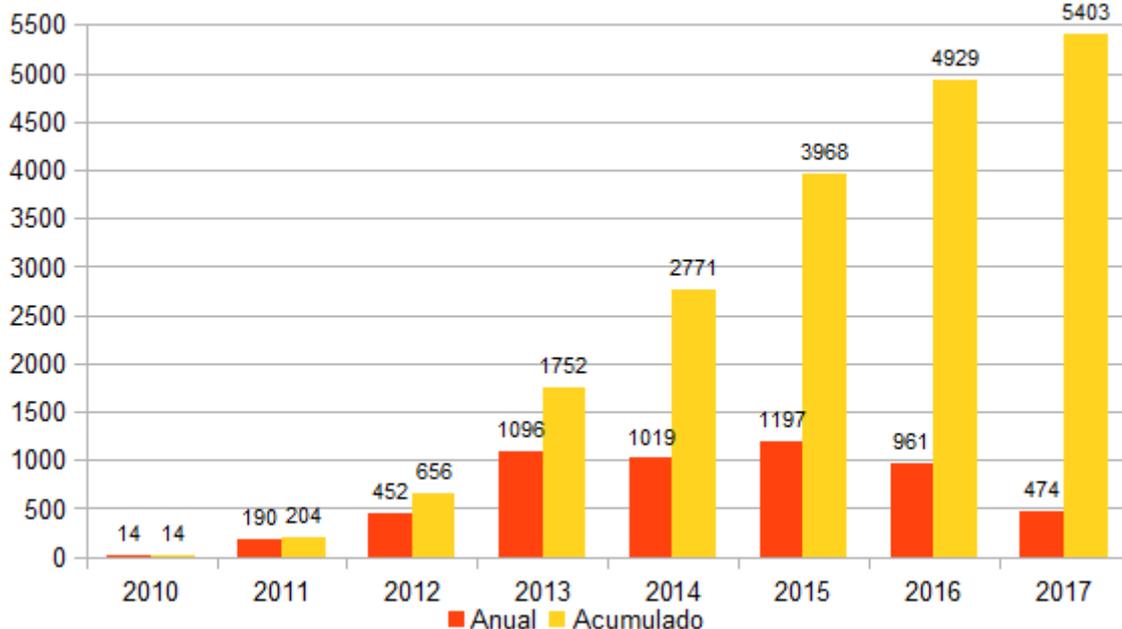


Fuente: MIEM. DNE (<http://energiaeolica.gub.uy>)

El fenómeno en análisis representa -además- un hito en la historia económica del país en lo que respecta al monto de la inversión. Entre 2013 y 2017 el promedio anual de la inversión en parques eólicos se ubicó en el entorno de los mil millones de dólares, lo que representó entre el 1,5% y 2% del PIB entre 2013 y 2017 y el acumulado -entre 2010 y 2017- superó los cinco mil millones, una cifra extraordinaria para la historia del país (Gráfico 5).

Gráfico 5

Uruguay. Inversión en Parques Eólicos 2010-2017
Millones de dólares americanos

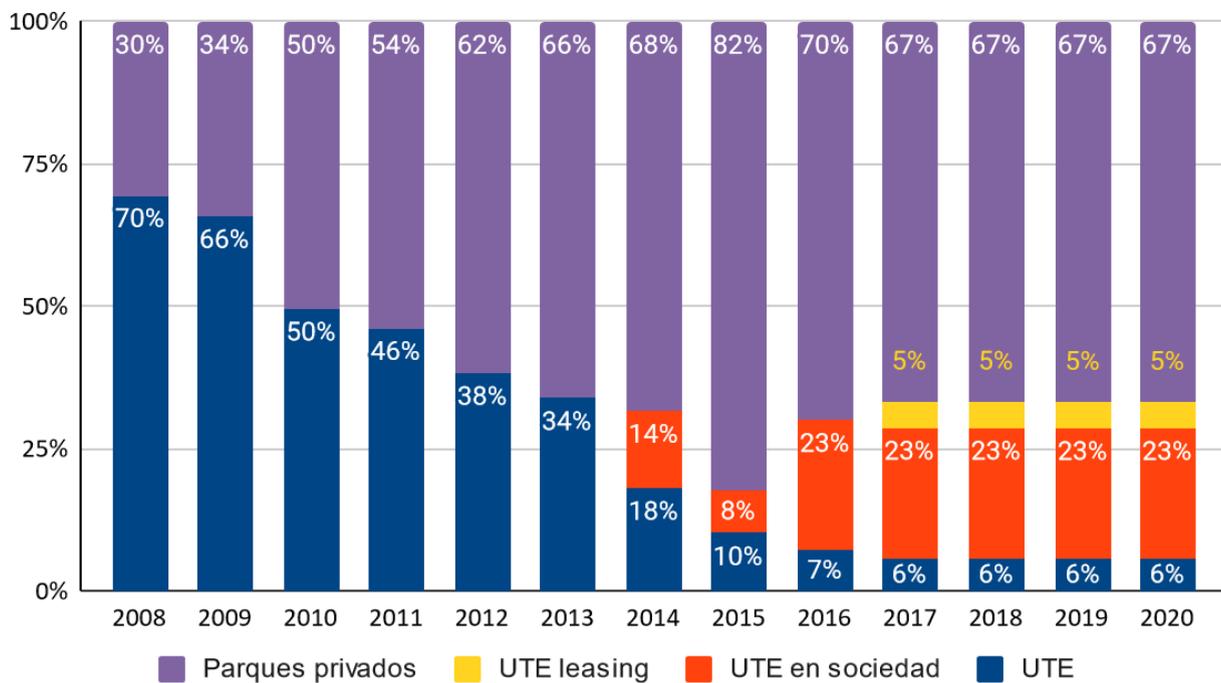


Fuente: Suárez Alemán et al.

En ese contexto resulta relevante consignar que la incorporación de parque eólicos a la matriz de generación eléctrica en el país ha dado por resultado que 2/3 de la capacidad eólica instalada corresponde a parques construidos con capital privado, un 6% es inversión pública tradicional, a

través de la Administración de Usinas y Trasmisiones Eléctricas del Estado (UTE), un 23% el resultado de algún tipo de asociación entre esta empresa y capitales privados bajo la forma de sociedades anónimas y fideicomisos y un 5% en régimen de leasing (Gráfico 6). Cabe señalar que esta incorporación del capital privado en el área de la generación eléctrica es un hecho absolutamente novedoso. Desde el año 1912 la UTE detentaba el monopolio de la generación para servicio público de la electricidad, más allá de que legalmente el marco regulatorio del sector eléctrico había habilitado la participación privada en esta área al finalizar el siglo pasado (Ley N° 16.832 de fecha 17/06/1997) y que la instalación de algunas plantas privadas de biomasa -y especialmente las plantas de celulosa- multiplicó por doce la participación de esta fuente entre 2008 y 2020 (año en que representó casi el 9% de la potencia instalada).

Gráfico 6
Uruguay. Generadores Eólicos
Potencia Instalada por tipo de propiedad
(Participación Porcentual)



Fuente: UTE y DNE

3. El marco institucional y las políticas que potenciaron al viento

Desde el punto de vista institucional, la plataforma desde la cual se configuró el conjunto de instrumentos jurídicos para la transformación de la matriz eléctrica en Uruguay ha sido la “Ley de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico” -Ley N° 16.832 del año 1997- (Bertoni et al. 2020). En consonancia con las aspiraciones de la “Ley Nacional de Electricidad” (Decreto-Ley N° 14.694 de 01/09/1977), el marco regulatorio plantea la instauración de un mercado competitivo en la etapa de generación, terminando con el monopolio estatal en la materia. La mencionada ley generó la necesidad -y creó- un Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (MMEE). Asimismo, se constituyó la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) como persona pública no estatal con el cometido de administrar el mercado mayorista de energía eléctrica. Además, dicha norma habilitó a la empresa pública de electricidad, Usinas y Trasmisiones Eléctricas del Estado -UTE-, a asociarse con empresas públicas o privadas, nacionales o extranjeras, dentro del país (con la posibilidad de

establecer contratos específicos de suministro y compra) y creó la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica, con el propósito de separar los roles empresario y regulador del Estado (Dubrovsky y Ruchansky, 2010). Pero si bien el “marco regulatorio” fue condición necesaria, no fue condición suficiente para la concreción del proceso.

Tras la promulgación de la Ley de Marco Regulatorio, tuvo lugar un largo proceso de reglamentación. Siguiendo a Ruchansky y Blanco (2017), merecen destacarse: el Decreto 22/999 y su posterior modificación con el Decreto 276/002 del año 2002 donde se avanza en instrumentos reglamentarios para la conformación del mercado eléctrico y su funcionamiento; también corresponde destacar los decretos 277/002 y 278/002 que establecen el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica. Posteriormente, se realizaron algunas modificaciones al Mercado Eléctrico que pueden rastrearse hasta el año 2010, así como dispositivos que regulan la entrada de nuevos generadores, que son relevantes para el ingreso de las energías renovables no convencionales. En perspectiva histórica es posible afirmar que esta proliferación de ajustes en las reglas de juego respondieron a la debilidad de los estímulos exclusivamente provenientes del mercado para atraer la inversión privada en el sector eléctrico.

Pero, antes de incursionar en dichos instrumentos, es importante referir al contexto institucional -más amplio- en el que opera el marco regulatorio presentado. En perspectiva histórica comparada, el surgimiento del dominio industrial y comercial del estado uruguayo es bastante precoz. Ya en la segunda década del siglo XX se crean una serie de entidades públicas destinadas a cumplir con algunas funciones productivas o con la provisión de determinados servicios. Entonces nació la Administración de las Usinas Eléctricas del Estado⁷ -UTE-, a quien la ley confirió -hasta la citada “Ley Nacional de Electricidad” de 1977- el monopolio de la generación, transmisión y distribución. La permanencia en el ejercicio del poder ejecutivo del Partido Colorado durante toda la primera mitad del siglo XX, dio continuidad -más allá de los énfasis en distintos momentos históricos- a un entramado institucional en que áreas estratégicas en el plano económico tuvieron al sector público como actor relevante (Carracelas et al., 2006).

Aunque en la segunda mitad del siglo XX las estrategias de liberalización económica fueron menoscabando las áreas de actuación del estado, algunas de las premisas claves respecto al protagonismo del sector público en ciertos espacios estratégicos se mantuvieron, incluso cuando las recetas del “Consenso de Washington” en la última década del siglo arreciaron en la región; en más de una ocasión, por el ejercicio de la democracia directa de la ciudadanía, impidiendo las privatizaciones (Dominzain, 2012).

En Uruguay, a diferencia de otros países latinoamericanos, no se concretó una ola generalizada de privatizaciones en el último cuarto del siglo XX y la subsecuente oleada de reestatizaciones en las primeras décadas del siglo XXI. En tal sentido, no sufrió los costos de transacción asociados a esa dinámica. La continuidad, la fortaleza y la legitimidad de las empresas públicas, constituyó un activo importante como plataforma organizativo-institucional para diseñar políticas públicas orientadas a sectores estratégicos, entre ellos el sector energético (Altomonte, 2017).

En ese marco, se desplegaron un conjunto de políticas específicas, así como otras más generales, que coadyuvaron el desarrollo de los parques eólicos en Uruguay. Lo primero a señalar es la existencia de un plan energético explícito a partir del año 2008, denominado “Política Energética 2005-2030”. Allí se detallan un conjunto de principios y metas de política a nivel productivo, tecnológico y social. En lo que hace a la generación con fuentes renovables no convencionales, hay

⁷ Originalmente esta empresa estatal se denominó Administración General de Usinas Eléctricas del Estado (Ley N°4273 de 20/10/1912).

metas explícitas para la eólica y la biomasa a 2015 y 2020. Además, establece el rol central de las empresas públicas energéticas en el proceso y encuadra la participación del sector privado “...procurándose evitar que existan actores dominantes en cada subsector” (MIEM s/f, 4). Este instrumento adquiere una dimensión mayúscula dado el consenso político conseguido -el apoyo de todos los partidos políticos con representación parlamentaria en el año 2010-, lo que lo convirtió en política de estado.

En ese contexto, merece destacarse el entramado normativo vinculado a los procesos licitatorios, como instrumento medular de política. Pero también, la existencia de una empresa pública como la UTE que aportó parques eólicos propios, ofició de garante y, además, fue clave en la generación de conocimiento para facilitar el cambio de matriz. Por último, existió por parte del Estado uruguayo una apuesta fuerte a incentivar la instalación de parques eólicos privados utilizando como instrumento distintos dispositivos de exoneración fiscal. No obstante, como veremos en el próximo apartado, el proceso licitatorio superó ampliamente las metas de generación propuestas en el plan energético a la vez que volvió al sector privado el sector dominante de las renovables no convencionales.

3.1. Las licitaciones como mecanismo competitivo de adjudicación

La principal herramienta utilizada para el desarrollo de los parques eólicos fue la instrumentación de contratos de Power Purchase Agreement (PPA), que han sido la modalidad predominante a nivel global en el desarrollo de las renovables no convencionales. Para ello, en términos generales, se desarrollaron procesos licitatorios que han funcionado de la siguiente manera: el Poder Ejecutivo emite un decreto que habilita a la UTE a contratar energía a nuevos generadores especificando máximos totales, máximo por emprendimiento, precios y mecanismos de ajuste, entre otras consideraciones. En todos los casos los decretos han establecido el principio de traslado a tarifas de los costos de compra y la UTE es la encargada de realizar el llamado a licitación, elaborando los pliegos acorde a los lineamientos de política y la normativa que regula las adquisiciones para las empresas públicas.

En el año 2005 se habilita a la UTE la realización de contratos de compraventa de energía eléctrica. Eran contratos a 10 años, con precios prefijados y no más de 5 MW de potencia. Sin embargo, no se concretaron contratos y no hay generadores operando en dicho marco. Posteriormente, el decreto 77/006 del año 2006 habilitó a la UTE la celebración de contratos de mayor plazo (20 años) con eólica, biomasa o hidráulicas de pequeño porte. Se aumentó la cantidad de potencia a 10 MW y los precios en vez de prefijados, serían resultantes de un procedimiento competitivo. Bajo esta modalidad, se concretaron algunos proyectos de biomasa y eólica (Ruchansky y Blanco, 2017).

Posteriormente, mediante el Decreto 403/009, el Poder Ejecutivo autoriza a UTE la realización de procedimientos competitivos para la contratación de 300 MW eólicos, y reglamenta la primera etapa (por un total de hasta 150 MW). Consecuentemente, UTE -en febrero de 2010- lanza los pliegos de la convocatoria de compra de energía por un total de hasta 150 MW eólicos (Licitación K39607). Fue adjudicada la totalidad de la potencia en un contexto de oferta excedentaria de proyectos.

En el año 2011, se implementó una segunda etapa a través del decreto 159/011 cuya meta establecida fue de 150 MW, lo cuál permitía alcanzar el objetivo de 300 MW que fue establecido en el Acuerdo Multipartidario firmado en 2010. Los precios de 2010 oscilaron entre US\$ 85 y US\$ 87 por MWh mientras que en 2011 el promedio fue de US\$ 65 por MWh (siendo la oferta más barata de US\$ 62,5).

Como señalan Esponda y Molinari (2017), en Uruguay el desarrollo de la energía eólica privada no se dio en el marco del juego del libre mercado, sino que se dio bajo un régimen monopsonico, en donde el Estado a través de la UTE asegura la compra de la energía por 20 años, asumiendo de esta forma el riesgo de demanda del negocio, y facilitando por esta vía la obtención de financiamiento por parte de los agentes privados (ej. canalizando préstamos del BID).

Del conjunto de estímulos para atraer la inversión privada, en dichos contratos se establece un precio mayor de compra de la energía por la entrada anticipada en servicio, la garantía de compra de la totalidad de la energía vendida -y de aquella que el sistema no podría absorber y se podría estar en condiciones de generar- y la responsabilidad subsidiaria de UTE ante el estado uruguayo en caso de incumplimiento del agente privado (Bertoni et al, 2020)

Los pliegos tuvieron un conjunto de modificaciones respecto a lo establecido en 2009. Además de cambios en la política de componente nacional que desarrollaremos más adelante, también hubo cambios en la paramétrica. Los más destacables fueron la incorporación a partir del 2011 de la evolución del precio de los combustibles, lo que en 2009 se había excluido por entender que coadyuvaba a desacoplar los precios internos de la evolución de los combustibles. Y, por otra parte, se agregan cláusulas que vinculan a los tribunales del CIADI (Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones) en caso de pleito, otorgando más garantías para inversores privados pero volviendo más vulnerable al Estado uruguayo en caso de diferendos.

Esta fue la última experiencia competitiva dado que, en diciembre 2011, mediante la emisión del Decreto 424/011 se autorizó la suscripción de contratos de compraventa de energía eléctrica entre UTE con aquellos proyectos que no hubiesen resultado adjudicatarios de la licitación realizada el mismo año. Se fijó como precio de oferta el más barato que resultó del proceso competitivo (62,5 USD/MWh) y la potencia máxima en 50 MW. En total se recibieron 13 iniciativas sumando 637,8 MW de potencia instalada. De éstas, nueve presentaron un nodo de conexión a la red, las cuales fueron evaluadas en la primera instancia, y otras dos más fueron adjudicadas en segunda instancia, totalizando 537,8 MW (Ruchansky y Blanco, 2017).

Al abandonarse las subastas como mecanismo competitivo de adjudicación, se produjo un cambio en las reglas de juego.. La aceptación de ello -sin resistencia- por todos los actores puede explicarse debido a una convergencia de intereses y expectativas. Para los inversores privados -que tuvieron la iniciativa- el precio del MWh garantizado por UTE aseguraba la rentabilidad del negocio -aunque algunos había presentado precios por encima de los US\$ 100 el MWh en la licitación)⁸. Para UTE se valoró como conveniente el precio y se vio como una oportunidad acelerar la instalación de potencia eólica debido a la proyección de demanda estimada. Para el Poder Ejecutivo significaba la oportunidad de cumplir anticipadamente con la meta establecida en la Política Energética 2005-2030.

3.2. Una apuesta a los encadenamientos productivos: la política de “componente nacional”

Resultado de un trabajo de relevamiento y evaluación de capacidades de empresas nacionales para dar respuesta a las demandas que exige la construcción e instalación de generadores, el Programa de Energía Eólica del año 2009 concluía que “todas las obras civiles previas a la instalación del parque, así como las fundaciones de los aerogeneradores, el transporte, apoyo en el montaje, instalaciones eléctricas, logística y los estudios técnicos de diversa índole pueden ser realizados por empresas nacionales...” (PEE, 2009).

⁸ Oscar Ferreño. Entrevista realizada para este trabajo.

Bajo la conducción de la Dirección Nacional de Energía y en coordinación con la Dirección Nacional de Industrias del Ministerio de Industria Energía y Minería (MIEM), se buscó favorecer la incorporación de valor agregado nacional a los parques eólicos. Los sectores identificados como potenciales participantes en el componente nacional eran: la industria eléctrica (industria de transformadores e industria de cables), metalúrgica pesada, construcción (obra civil, fundaciones y montaje), industria del plástico, software e industria electrónica. En el desarrollo de los proyectos de infraestructura de generación eléctrica, que tuvieron a UTE como actor fundamental, se implementaron mecanismos de promoción de proveeduría o integración nacional (Bertoni et al, 2009).

La articulación público-privada resultó fundamental. La Cámara de Industrias del Uruguay (CIU) fue la responsable de diseñar una metodología de evaluación y de definir los criterios para considerar qué es “componente nacional”. Además, la propia CIU fue la entidad certificadora del componente nacional en dichas inversiones, y en conjunto con el sector público convocó rondas de negocio para incentivar la participación de empresas nacionales en estos proyectos.

En primera instancia, UTE incluyó en sus convocatorias un esquema que promovía la mayor incorporación de componente nacional en las inversiones a realizar por parte de los proveedores de energía. Posteriormente se incluyó un mínimo de integración nacional de la inversión para ser considerada elegible. Con el Decreto 403/009 se comenzó a exigir un porcentaje mínimo de componente nacional de la inversión equivalente al 20% del monto total de la inversión prevista para la construcción del parque eólico. A su vez, se determinó un mecanismo de bonificación en el precio comparativo de la incorporación de insumos nacionales que superaran el 20% mínimo requerido.

El tercer hito corresponde al Decreto 159/011 (06/05/2011), a partir del cual el MIEM publica una resolución ministerial con la metodología de certificación (Resolución 826/11 de fecha 02/06/2011)⁹. La inversión en obra civil y los estudios técnicos han sido los responsables de la mayor parte de la inversión del componente nacional y si bien era esperable que la inversión en obra civil fuera igualmente desarrollada en su gran mayoría con capacidades nacionales, la exigencia de un mínimo contribuyó a que las empresas contrataran más mano de obra nacional¹⁰ en detrimento de mano de obra extranjera.

En lo que refiere al desarrollo de capacidades técnicas asociadas a los servicios, la exigencia de un mínimo de componente nacional permitió que se desarrollaran capacidades nacionales en vez de priorizar la contratación de empresas internacionales con importante experiencia en desarrollo de este tipo de negocios. En los hechos, muchas empresas locales han conseguido exportar este tipo servicios a la región y se han internacionalizado, como es el caso de Ventus, SEG ingeniería y CCI.

En cuanto a los materiales para la construcción, como es el caso del cemento y el hierro, en los hechos se verificó una alta provisión de productos nacionales, aunque no resulta sencillo identificar si esto obedeció a que la política logró impulsar una mayor provisión de bienes nacionales, o que de no haber existido dicha política los materiales hubieran sido igualmente en su mayoría de origen nacional.

En cuanto a la proveeduría nacional de bienes de capital, el éxito de la política parece menos

⁹ Metodología para la Evaluación del Componente Nacional de la Inversión a ser utilizado para el procedimiento competitivo K41938 (http://www.ciu.com.uy/downloads/2014/CNI/Res_826_11.pdf).

¹⁰ Se debió incluir como mano de obra nacional a mano de obra extranjera de empresas nacionales cuyos países de origen tuvieran convenios de seguridad social con Uruguay.

auspicioso. De hecho, a partir del 2013 hubo un quiebre en la metodología, de forma de incentivar más aún la incorporación de bienes de capital de origen nacional.

Como se mencionó anteriormente, en un principio el 20% de componente nacional fijado en los hitos anteriores era fácilmente alcanzable con los otros dos componentes de inversión (obra civil y servicios técnicos) y la inversión en bienes de capital era tendiente a cero. En la nueva metodología para la evaluación del componente nacional de parques eólicos propios de UTE, se estableció que cada oferta debería alcanzar como mínimo el 20% de la inversión en componente nacional, pero además los bienes de capital, equipos y demás materiales de infraestructura deberían representar al menos el 5% del monto total de la inversión realizada, y la obra civil no podría representar más del 10% de la inversión, mientras que el transporte, montaje y estudios técnicos no podrían representar más del 5% total de la inversión.

3.3. El rol de lo público como base y garantía de la revolución eólica

El estudio de las posibilidades de desarrollo en torno a la energía eólica en Uruguay tiene unos sesenta años de historia y es un fenómeno esencialmente académico (Ardanche et al, 2017), vinculado a la Universidad Pública. La suscripción a principios de los años noventa de un convenio entre UTE y la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República para evaluar el potencial eólico del Uruguay e implementar un proyecto piloto (instalación de un generador eólico de 0.15 MW en la zona de Sierra de los Caracoles), constituyó un hito clave en el proceso de transferencia (Ruchansky y Blanco, 2017).

A inicios de los 2000, la crisis energética precipitó la necesidad de buscar alternativas. De hecho, en el año 2000 el gobierno nacional encomendó a la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República un estudio prospectivo del sector energético tomando como horizonte el año 2015. Posteriormente, en el 2004, el estudio se actualizó incorporando recomendaciones de política (Nunes y Cataldo, 2005 citado en Ardanche et al., 2017).

Sin embargo, fue con el cambio de fuerza política en el gobierno que los vínculos entre academia y sector público se estrecharon. En particular, varios investigadores de la Universidad de la República (UDELAR) pasaron a ocupar puestos claves, tanto en la Dirección Nacional de Energía como en la UTE. Un “lenguaje común” y un “círculo de confianza” entre expertos que trabajaron juntos previamente, fueron claves para avanzar rápidamente hacia la transición energética con fundamentos académicos (Ardanche et al, 2017). Este fue el escenario que permitió que la UTE contratara a la Facultad de Ingeniería para construir el Mapa Eólico del Uruguay. Para la construcción de este mapa eólico se utilizaron un total de 28 series de medida de vientos (estaciones de medición): 19 instaladas por UTE, 6 por el Ministerio de Defensa (Dirección Nacional de Meteorología y Servicio de Oceanografía, Hidrografía y Meteorología de la Armada, SOHMA) y 3 de la Facultad de Ingeniería de la UdelaR.

El otro ítem a destacar es la incorporación de parques propios por parte de la empresa pública de electricidad. Esto también coadyuvó a la hora de aportar conocimientos sobre la gestión del recurso eólico en Uruguay. El gran hito fue, a partir del 2008 y en el marco del programa de reconversión de deuda de Uruguay con España, la incorporación de un parque eólico en Sierra de Caracoles. Inicialmente fue de 10 MW y se amplió a 20 MW en el año 2010 (Ruchansky y Blanco, 2017). A partir de allí, y con el impulso otorgado por el acuerdo multipartidario, se expandió la oferta de parques eólicos de la UTE.

La empresa pública de electricidad ha instalado 504 MW de potencia eólica. Un 17% es inversión pública tradicional mientras que el 83% restante se concreta en distintas modalidades como

sociedades anónimas -en un caso en coparticipación con Electrobras-, fideicomisos, así como también un leasing operativo (Cuadro 2).

Cuadro 2
Parques Eólicos promovidos por UTE

Generadores Eólicos	Propiedad	Potencia Instalada (MW)
UTE - FI: Planta Piloto	UTE	0,2
UTE - Sierra de Caracoles I	UTE	10,0
UTE - Sierra de Caracoles II	UTE	10,0
Juan Pablo Terra (UTE)	UTE	67,2
Subtotal Inv. Pública Tradicional		87,4
Artilleros (UTE - Electrobras) ROUAR S.A.	Asociado	65,1
Parque Eólico Pampa (UTE - Privado)	Asociado	141,6
Parque Eólico Valentines (UTE - Privado)	Asociado	70,0
Parque Eólico Colonia Arias (UTE - Privado)	Asociado	70,0
Sub-Total en Sociedad		346,7
Parque Eólico Palomas	Leasing	70,0
Sub-Total Leasing		70,0
Total		504,1

Fuente: elaboración propia en base a datos de MIEM

Por último, la UTE ha sido un sostén de garantía en todo el proceso. De hecho, la expansión del sector privado en la generación eólica fue promovido desde la UTE, en general a través de los contratos PPA, a 20 años con garantía de compra de toda la energía capaz de producir con la potencia contratada (Ruchansky y Blanco, 2017; Bertoni et al., 2020), pero no sólo de esa manera. En este sentido, vale la pena mirar el desarrollo del Mercado Spot y el rol de la UTE a posteriori.

La apuesta por el Mercado Spot por parte del sector privado fue marginal, representando un 8% de la generación eólica privada y un 5% del total. Además, puede considerarse un plus del Parque Luz de Loma, que tiene contrato con la UTE (PPA) pero presenta un excedente respecto a la potencia contratada y tiene la opción de volcar al Spot. En concreto, se trata de diez parques que apostaron a operar de lleno en el Mercado Spot con una potencia instalada de 86 MW (Cuadro 3)

Cuadro 3
Parques Eólicos Privados en Mercado Spot

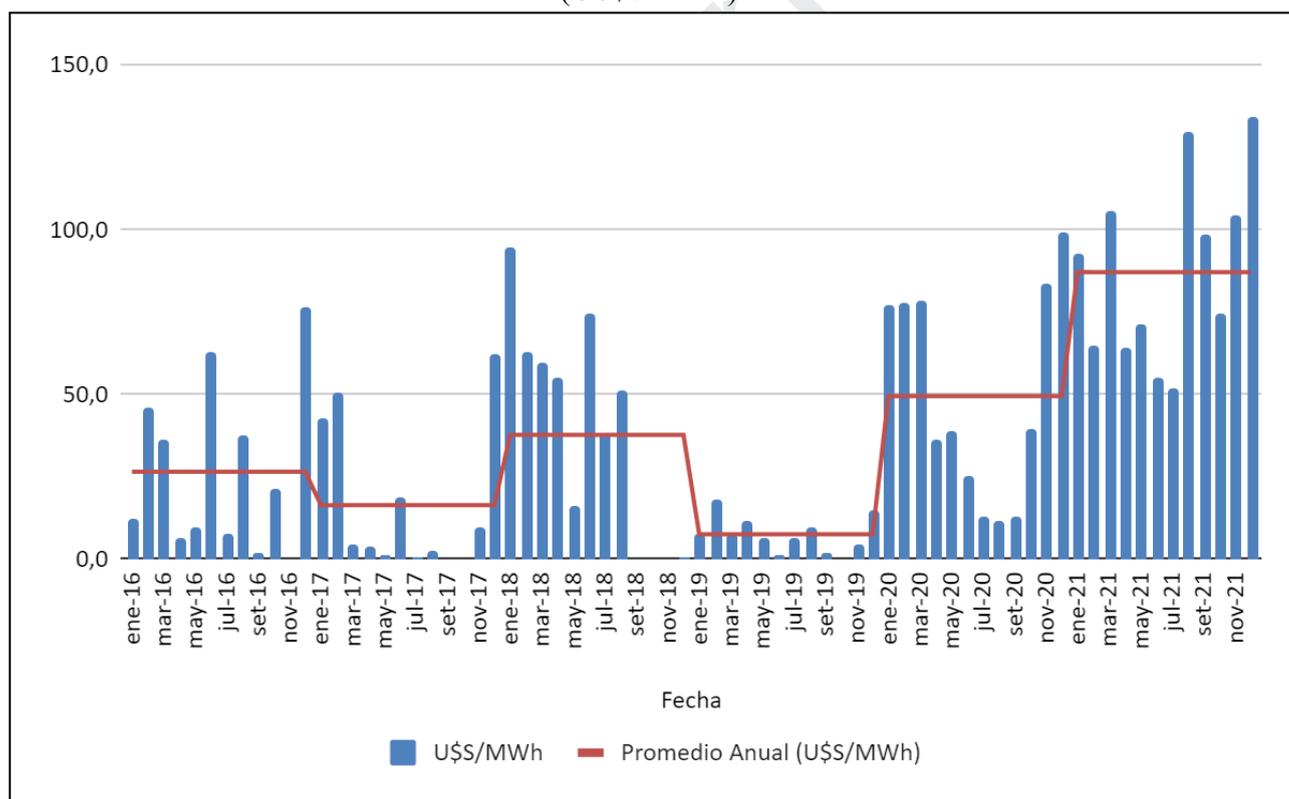
Generador	Potencia Instalada	Potencia Contratada MW
Engraw	3,6	3,6
Parque Eólico Libertad	7,7	7,7
Parque Eólico Rosario	9	9
Parque Eólico Ventus I	9	9

Parque Eólico Julieta	3,5	3,5
Parque Eólico María Luz	9,8	9,8
Parque Eólico Villa Rodríguez	10	10
Parque Eólico 18 de Julio	10	10
Parque Eólico Solís de Mataojo	10	10
Parque Eólico Loma Alta	14	7,8
Total	86,6	80,4

Fuente: elaboración propia en base a datos del MIEM y UTE

Sin embargo, el Spot no ha tenido un rendimiento como el que los agentes privados esperaban. El Gráfico 7 muestra que, entre los años 2016 y 2020, el precio sancionado en el Spot fue bastante más bajo que el de los contratos por PPA. En 2021, el precio promedio llegó a 87,1 US\$/MWh, el máximo del período considerado. Pero en general, el precio fue muy inferior, en particular en el 2019, donde el nivel fue extremadamente bajo (7,6 US\$/MWh). En este contexto, parece muy comprensible que los generadores privados hayan optado por negociar contratos PPA -vía “negociación directa”- con la UTE.

Gráfico 7
Uruguay. Precio de la Energía Eléctrica
en el Mercado Spot promedio mensual y anual
(2016-2021)
(US\$ / MWh)



Fuente: elaboración propia en base a datos de ADME

Es en ese marco, que un proceso de *lobby* y negociación ha ido modificando las reglas de juego. En primer lugar, una resolución del Poder Ejecutivo promulgada en octubre de 2017 habilitó a algunos parques en modalidad Spot a exportar energía a Argentina¹¹. De esta manera, un conjunto de

¹¹ La energía exportada sería "exclusivamente la potencia inyectada" en las centrales eólicas que la empresa Ventus

parques eólicos pertenecientes a la empresa Ventus, lograron exportar energía eléctrica (Libertad, Villa Rodríguez, María Luz, 18 de Julio, Rosario, Julieta y Solís de Mataojo)¹².

También fue en el año 2017 cuando se registraron ciertas tensiones entre Ventus y la UTE debido a que dicha empresa, poseedora de varios parques eólicos, firmó un acuerdo con una empresa papelera para vender directamente energía a privados. En aquel entonces, Gonzalo Casaravilla -Presidente del Directorio de UTE- se opuso públicamente al acuerdo. Además, la UTE ofreció un descuento comercial especial y se enfatizó, conforme a las interpretaciones predominantes del marco regulatorio en ese entonces, que para poder vender directo entre privados, es necesario contar con energía firme. Actualmente, la interpretación de energía firme está siendo objeto de discusión en un borrador de decreto que aún no se ha promulgado, pero que establece las condiciones para que se considere a la energía eólica como energía firme, permitiendo así la venta directa entre privados¹³. Dicho proyecto además, prevé otro cambio que consiste en quitar a los Grandes Consumidores la obligación de contratar con la UTE permitiéndoles pasar a clientes libres.

Con estos antecedentes, entre febrero de 2019 y marzo de 2020 se inició un proceso de “negociación directa” mediante el cual los parques eólicos -que hasta entonces¹⁴s generaban sólo para el mercado Spot- pasaron a tener contratos con la UTE. Los contratos son PPA y tienen una paramétrica de ajuste análoga a los contratados por subasta. Los precios de base fueron de US\$ 45 y actualmente están en los US\$ 46, precios sustantivamente más bajos que el promedio de los otros contratos, que ronda los US\$ 70.

La incorporación vía negociación directa por parte de la UTE de aquellos parques que apostaron al mercado SPOT admite distintas lecturas. Por un lado, refuerza la idea de la UTE como garante en última instancia del sector privado, incorporándolos al régimen de contrato PPA, en caso de que su apuesta hubiere resultado poco atractiva o rentable, como la evidencia sugiere. Por otro lado, desde algunos actores de la UTE se visualiza esta medida como una forma de evitar la proliferación del “negocio entre privados”, ya que la mayoría de los parques Spot están vinculados a un actor muy importante en el mercado (Ventus), a la vez que garantiza buenos precios en el contrato, bastante por debajo de los contratos vigentes.

administraba: Libertad por 7,7 MW, Villa Rodríguez por 10 MW y María Luz por 10 MW, todos en el departamento de San José; 18 de Julio en Rocha por 10 MW, Rosario en Colonia por 9 MW, Julieta en Durazno por 3,6 MW, Engraw en Florida por 3,6 MW y Solís de Mataojo en Canelones por 10 MW.

http://www.eficienciaenergetica.gub.uy/prensa/-/asset_publisher/mFYMfUckYNpR/content/por-primera-vez-un-privado-exporta-energia-a-argentina (acceso 18/02/2022).

¹² La resolución iba hasta el 31 de diciembre de 2019, pero en enero de 2019 se extendió hasta el 31 de diciembre de 2019 dicho año el permiso de exportación.

¹³ En entrevista realizada para este trabajo Oscar Ferreño (Ventus) confirmó la existencia de una ecuación para estimar la potencia firme. Por su parte, la directora de UTE por la oposición -Fernanda Cardona- ha denunciado las fuertes asimetrías que generaría el decreto al habilitar un subsidio a los grandes consumidores (Brecha, 26/11/2021 “La energía de los malla oro”).

¹⁴ La pérdida de clientes Grandes Consumidores, conjugado con la obligación de trasladar a tarifas los costos de las renovables no convencionales, hará encarecer la tarifa al resto de los clientes de la UTE -principalmente hogares y empresas de menor porte-.

3.4. Las políticas horizontales y sectoriales que coadyuvaron a la promoción de las Energías Renovables No Convencionales.

Un instrumento clave para explicar el desarrollo eólico en Uruguay, es el régimen general de inversiones (Ley N° 16.906 y modificaciones posteriores) y decretos reglamentarios. En particular, el Decreto 02/012 -del año 2012- incluye a las energías renovables entre las actividades que se considera utilizan tecnologías limpias y, por tanto, pueden beneficiarse con incentivos adicionales -como la posibilidad de descontar un porcentaje mayor del Impuesto a la Renta de las Actividades Económicas (IRAE)-.

Por otro lado, el Decreto 354/009 ya otorgaba incentivos tributarios específicos para emprendimientos cuyo objeto fuera la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables no tradicionales, al amparo del Artículo 11 de la Ley N° 16.906. Concretamente en el caso de la energía eólica la exención implica el 90% del IRAE para inversiones que se concreten entre el 1°/07/2009 y 31/12/2017; 60% entre el 1°/01/2018 y 31/12/2020; y 40% entre el 1°/01/2021 y 31/12/2023 (Artículo 3°). Estas exoneraciones sólo rigen para la energía eléctrica vendida en el mercado de contratos a término.

La adhesión al instrumento fiscal fue altísima. El monto total de la inversión privada, 2.312 millones de dólares, constituye el 82% del total de la inversión en eólica exonerada. El 18% restante responde al proyecto presentado por República Administradora de Fondos de Inversión S.A. (República AFISA) por 274 millones de dólares para el Parque Eólico Pampa y, un resto de 38 millones de dólares para un parque eólico spot por Melahua S.A., que posteriormente se retiró del negocio (Bertoni et al, 2020)

Además, cabe agregar que los parques eólicos que son propiedad de UTE a través del instrumento de la inversión pública tradicional no fueron declarados de interés nacional y por tanto, no fueron exonerados. En esta situación, se encuentran el Parque Eólico Juan Pablo Terra y Caracoles I y II. Esto es consistente con la resolución establecida por la circular N°4/09 de la Comisión de Aplicación de la Ley de Inversiones (COMAP).

Algunos de los actores, especialmente desde el ámbito sindical, han señalado que -paradójicamente- la UTE pasó de ser monopólica a tener que competir en condiciones desventajosas en el ámbito de la generación. Por otra parte, entre las modalidades no tradicionales de inversión realizadas por la UTE, el Parque eólico Palomas -en régimen de leasing- fue exonerado por una inversión de unos 183 millones de dólares (Nicefield S.A.).

4. Tópicos en debate para un balance de la revolución eólica en Uruguay

En la base de las transformaciones constatadas en la matriz eléctrica en Uruguay operaron diversos factores que deben considerarse al momento de evaluar el proceso y los resultados.

En primer lugar, el país sufrió una profunda crisis económico-social a comienzos de los 2000s que tuvo su manifestación en el sector energético; en segundo lugar, en 2005 asumió el gobierno una coalición de izquierda -el Frente Amplio- con una clara definición favorable a reafirmar el rol del estado en el desarrollo económico y social y, particularmente, en la planificación estratégica para superar los problemas estructurales en diversos campos. Es en ese contexto que se explica el diseño y la implementación de la “Política Energética 2005-2030”, un instrumento clave para entender la dinámica de los cambios en la matriz energética en Uruguay y subsidiariamente en la matriz eléctrica.

Además de estos fenómenos “endógenos”, debe considerarse tres fenómenos “exógenos”, a saber: la extraordinaria alza del precio internacional del petróleo en la primera década del siglo XXI y su impacto en un país sin reservas fósiles; la crisis económica de 2008 en el “centro capitalista” y, consecuentemente, la posibilidad de acceder a financiamiento en el mercado internacional de capitales a tasas relativamente bajas; y, finalmente, la existencia de una tecnología madura vinculada a la generación de electricidad a partir de energía eólica y una sobreoferta de bienes de capital vinculados a dicha tecnología.

La convergencia de los problemas y estrategias locales con la coyuntura internacional, si bien no fue azarosa -dado que la política pública ofició como catalizador- debe considerarse un elemento clave para entender la revolución eólica en Uruguay.

Esta valoración coincide con la que plantea Altomonte:

“Con el ingreso de una nueva administración en el 2005, se comenzó a implementar una política basada en el fortalecimiento de la seguridad del abastecimiento eléctrico a partir del incremento de la oferta nacional de energía eléctrica, apostando a una diversificación de fuentes y proveedores y con un mayor énfasis en la utilización de recursos autóctonos y renovables. A su vez, en el plano institucional, se buscó la consolidación del rol director del Estado en la elaboración de políticas energéticas, contando para su implementación con la presencia activa y destacada de las empresas públicas del sector UTE y ANCAP, y la participación de agentes privados en un entorno regulado.” (Altomonte, 2017: 22).

A continuación se incursiona en algunos aspectos relevantes del proceso para discutir sus determinantes/condicionantes y su impacto, así como para extraer algunas lecciones de cara a una segunda transición energética.

4.1 El rol de los bienes públicos

La solidez institucional, pero también el hecho de que los tomadores de decisión en el sector público contaban con capacidades en recursos humanos y organizacionales idóneos para la implementación de un plan estratégico en el área de la energía, fue muy relevante. A diferencia de lo ocurrido en otros países de la región -y el mundo-, las denominadas “reformas estructurales” de los años ochenta y noventa del siglo pasado, en Uruguay no tuvieron el efecto de dismantelar las empresas públicas energéticas y, la impronta estatista imbricada en la configuración de la sociedad uruguaya (Caetano, 2019) encontró, en el cambio de gobierno en 2005, un vehículo para reaparecer¹⁵. Como señala Dominzain (2012: 143), “en el contexto regional, Uruguay marcó su peculiaridad en la aplicación de las reformas... Las reformas fueron portadoras de un discurso político que en el caso uruguayo no logró modificar las reglas básicas de la institucionalidad del aparato estatal”.

La existencia de una universidad pública, en la que se concentra el 80 % de la producción de conocimiento que se realiza en el país y donde desempeñan sus actividades el 78 % de las y los investigadores e investigadoras del Sistema Nacional de Investigadores (SNI) constituyó un activo clave. Corresponde señalar, además, que la Universidad de la República (UDELAR) ha mostrado históricamente un fuerte compromiso con la resolución de problemas de la sociedad uruguaya, mandatada por el artículo 2 de su Ley Orgánica.

En la UDELAR se contaba con una importante acumulación en materia energética y, a partir de ello

¹⁵ Entre lo que Gerardo Caetano define como “perfiles históricos de larga duración” destaca la fuerte presencia del estatismo.

fue posible disponer de conocimiento útil y recursos humanos capacitados para sustentar el cambio tecnológico y resolver los problemas emergentes (Ardanche et al., 2017). Si bien la política energética 2005-2030, acordada en 2010 por todos los partidos políticos con representación parlamentaria, fue el catalizador, el gran repositorio de conocimientos y vínculos académicos y profesionales de la Universidad de la República (UDELAR) fue fundamental para potenciar el desarrollo de capacidades locales que permitieron la apropiación y el desarrollo del cambio tecnológico. En ese contexto convergen y se articulan los saberes y la política pública. El extraordinario cambio sociotécnico procesado es imposible de explicar sin considerar décadas de investigación, enseñanza y extensión universitaria. Complejos procesos, senderos y trayectorias, posicionaron a la UDELAR en diálogo, tensión y acción con gobierno y sector privado.

Un punto de inflexión lo constituyó la concreción de un convenio en el marco del Programa de Energía Eólica en Uruguay, en el que intervino el Grupo de Trabajo de Energías Renovables de la Facultad de Ingeniería (UDELAR) como apoyo a la labor del equipo técnico conformado en la -entonces denominada- Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear, en el Ministerio de Industria, Energía y Minería. Uno de los resultados relevantes de este convenio fue la elaboración del mapa eólico en el año 2009 que permitió contar con un perfil de todo el territorio nacional, dando lugar a la identificación de zonas con mayor recurso y a la caracterización del clima de vientos, velocidad media, factor de capacidad, etc. Ya para la licitación de 2010, se compartió con los potenciales oferentes, la información recabada por UTE a partir de más de 30 estaciones de medida de recurso eólico en torres de telefonía celular, a una altura entre 80 y 100 metros (Factor, 2017).

Finalmente, la creación -en el año 2006- de la Agencia Nacional de Investigación e Innovación terminó de configurar un entramado organizativo-institucional muy relevante para respaldar y acompañar los desafíos de la política energética. Esta agencia, tiene la finalidad de promover y fomentar la coordinación interinstitucional de forma transversal, articulando las necesidades sociales y productivas con las capacidades científicas, tecnológicas y de innovación¹⁶. En este contexto, se gestionó el “Fondo Sectorial de Energía” que contó con recursos provenientes de la petrolera pública (Administración Nacional de Combustibles Alcohol y Portland - ANCAP), la empresa eléctrica estatal (UTE) y del Ministerio de Industria Energía y Minería, entidades que constituían el comité de agenda para establecer las prioridades entre los proyectos calificados a partir de un comité de evaluación de carácter académico.

Es imposible entender la dinámica de la transición energética en el sector eléctrico uruguayo sin considerar esta plataforma, con base en la cual se pudo diseñar e implementar una política pública que, cimentada en un acuerdo multipartidario (2010), se instituyó como política de estado que logró articularse con un conjunto de capacidades radicadas en diversos actores sociales y permitió consensuar un proyecto común.

La inversión en el sector energético y, en particular en parques eólicos, se vio estimulada al contar con información y respaldo académico y técnico para la elaboración de los proyectos, la estimación del rendimiento y la captación de recursos para su implementación.

4.2. La nueva matriz de generación eléctrica: el agua y el viento ¿complementación o competencia?

La incorporación de las energías renovables no convencionales a la matriz eléctrica ha impactado

¹⁶ Ley N° 17930 de 19/12/2005, artículo 256.

muy favorablemente en términos ambientales y económicos. En el primer caso, provocando una disminución muy significativa de la quema de combustibles fósiles para la generación, fenómeno que sólo se ha revertido parcialmente en los últimos dos años, debido al deficitario aporte de la hidroelectricidad y para atender la exportación de energía eléctrica a la región. En cuanto al impacto económico, según los resultados de un estudio realizado por la Asociación Uruguaya de Generadores Privados de Energía Eléctrica, dado a conocer en marzo de 2021, el mix de fuentes y la gestión del despacho de cargas ha permitido una reducción del costo de abastecimiento de la demanda del 43% al comparar los quinquenios 2007-2011 y 2015-2019 ((AUGPEE, 2021).

Si bien la comparación tiene problemas dado que en el primer quinquenio se registraron episodios de sequía importantes (2008, 2009, 2011) que afectaron a la oferta de hidroenergía, es evidente que el sistema eléctrico ha conseguido mayor estabilidad y, como ha quedado de manifiesto en 2020 y 2021, es más resiliente a las variaciones hidrológicas. En este sentido se habrían alcanzado dos objetivos claves de la política energética: seguridad en el abastecimiento y reducción de la dependencia petrolera.

Una perspectiva crítica sobre los costos asociados al abastecimiento de la demanda puede encontrarse en Sanguinetti et al. (2017). El ejercicio realizado por los autores, con escenarios de hidraulicidad promedio y también con años “secos”, ofrece interesantes elementos para discutir el impacto de la incorporación de la energía eólica –con el predominio de generación privada, como se ha llevado a cabo-. En el trabajo se enfatiza en que resulta relevante distinguir entre factores coyunturales y tendencias de mediano y largo plazo.

Estos trabajos son los únicos que plantean posibles contrafactuales en los que se sugiere que el costo de abastecimiento de la demanda pudo haber sido menor. En ambos, la incorporación de la generación hidroeléctrica a costo cero es discutible y puede generar sesgos en los resultados. En todo caso, son buenos puntos de partida para futuras investigaciones donde se profundicen distintos escenarios posibles y los cambios asociados a los mismos.

En diálogo con esa línea argumental, consideramos relevante discutir el eventual sobrecosto que puede implicar el compromiso de UTE de comprar la totalidad de la energía eléctrica generada por parques eólicos privados de acuerdo a los contratos PPA (a un costo promedio de 70 US\$ el MWh) y, por tanto, la prioridad de despacho para esta fuente frente a la hidroelectricidad, cuyo costo variable para la estimación del costo de abastecimiento de la demanda es considerado cero (AUGPEE, 2021)¹⁷, aun reconociendo un escenario de mayor estabilidad del sistema.

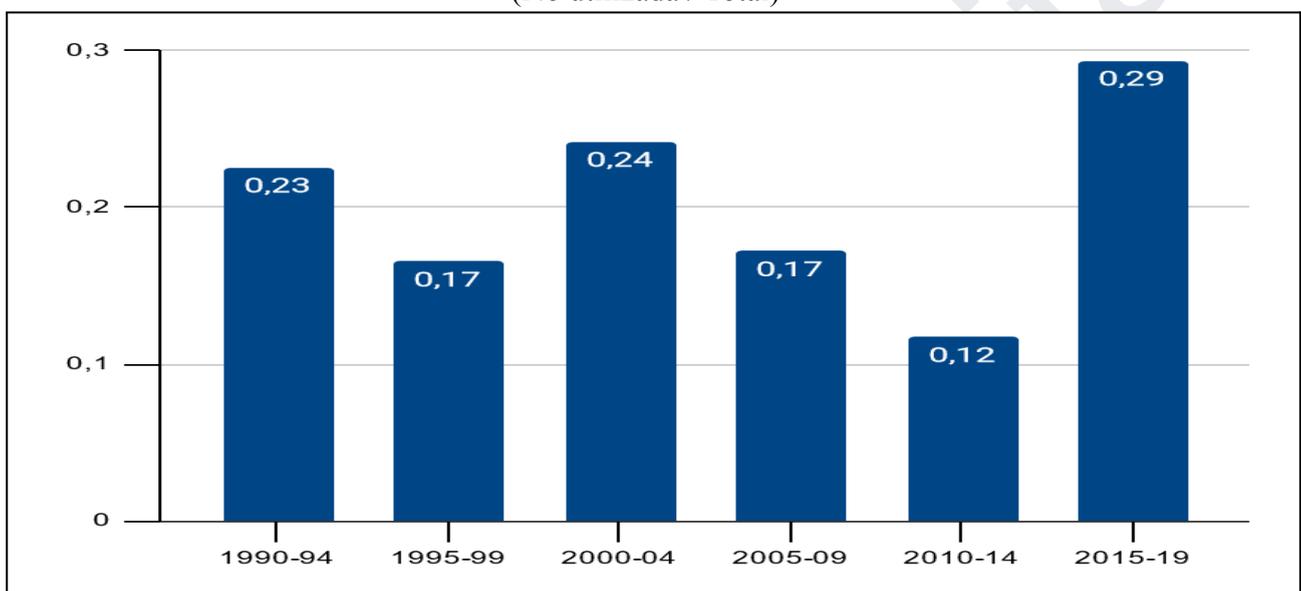
Desde mediados de los años noventa del siglo pasado no se ha agregado potencia hidroeléctrica al sistema. La potencia instalada es propiedad de UTE, con excepción de la Central de Salto Grande -gestionada por una Comisión Binacional Uruguayo-Argentina-. El comportamiento extraordinariamente variable de la hidraulicidad es un factor que hace difícil realizar un ejercicio que permita discutir lo planteado. Adicionalmente, la reciente incorporación de la generación eólica al sistema no permite realizar observaciones en el mediano y largo plazo. A pesar de estas dificultades, a los efectos de dejar planteado el problema, se calculó el “no uso” de energía hidráulica para generación eléctrica en las Centrales en promedios quinquenales desde 1990.

En el Gráfico 8, se presenta la hidroenergía no utilizada respecto a la disponible como una manera

¹⁷ Incluso, como se ha señalado en la sección anterior, el compromiso de pago a los generadores privados por la energía no generada, en caso de estar el parque en condiciones de generar y no ser posible su despacho (restricciones operativas). Entre 2014 y 2019 hubo restricciones operativas equivalentes a 2058 GWh. Por este concepto se abonó a generadores privados US\$142,2 millones (en su amplia mayoría eólica)" (El Observador 13/08/2020).

de observar el impacto en el último lustro de la revolución eólica. Sin duda se necesita un estudio específico para avanzar en este sentido, pero si consideramos que en la última década del siglo pasado hubo una sobreoferta de electricidad (debido a la incorporación de toda la potencia correspondiente a Uruguay en la Central Hidroeléctrica de Salto Grande) y que en el primer lustro del siglo XXI se dio una combinación de caída de la demanda por la crisis económica y años muy lluviosos, un guarismo promedio de 29% no turbinado entre 2015 y 2019 es plausible asociarlo a la prioridad de despacho lo generado por centrales de biomasa y eólicas por mandato de los contratos PPA. Ciertamente, en años de sequía el porcentaje de agua no turbinada cae, un ejemplo reciente es lo ocurrido en 2020, donde el porcentaje se ubicó en torno al 1%; pero en años normales, parecería ser inevitable la no utilización de hidroenergía, al superarse las capacidad de almacenaje de las represas.

Gráfico 8
Uruguay. Hidroenergía no turbinada en centrales eléctricas
(No utilizada / Total)



Fuente: Dirección Nacional de Energía. Balance Energético Nacional "Matrices Consolidadas"

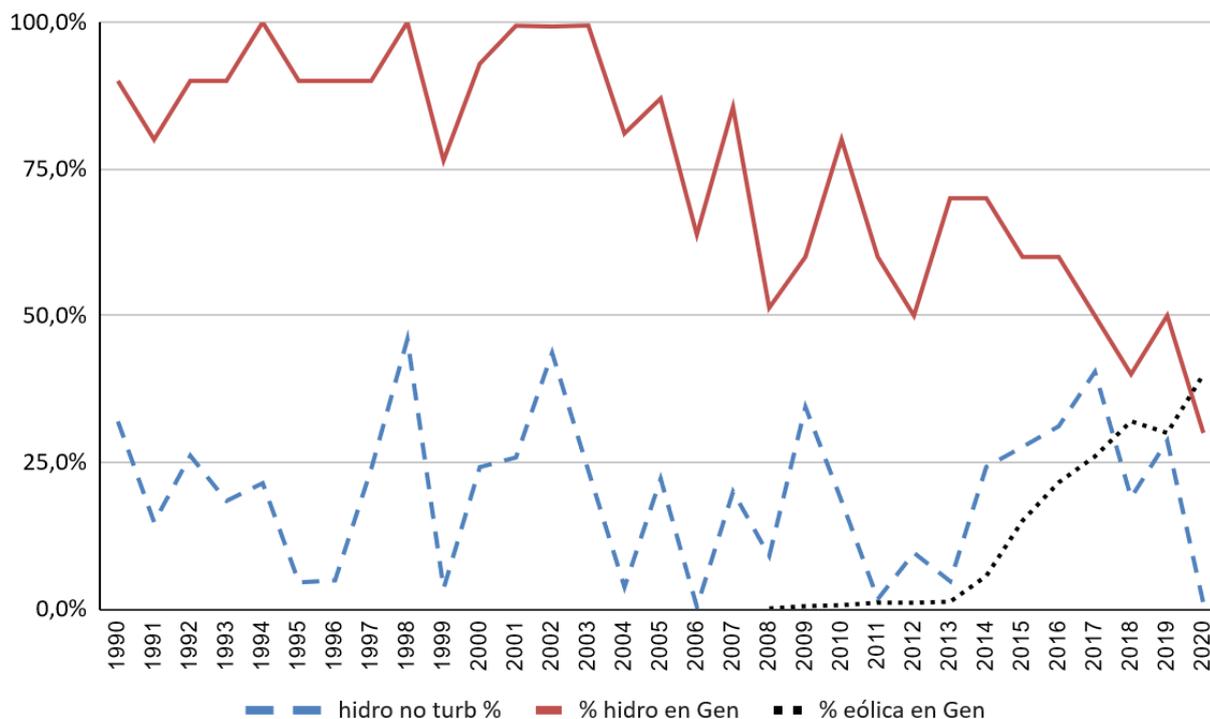
La gestión de una matriz eléctrica más compleja, con fuerte participación de fuentes intermitentes implica manejar la disponibilidad, el costo de generación y el mix óptimo. También debe contemplarse la posible complementariedad entre fuentes que permitiría -por ejemplo- "almacenar hidroenergía" mientras se despacha eólica o solar. Aunque no es sencillo evaluar el resultado neto, dadas las dificultades de estimación, aparecen indicios que estimulan la necesidad de estudiar el problema.

No admite reparo la afirmación de que la reducción de la dependencia de los caudales hídricos (Gráfico 9), como consecuencia del aporte de la biomasa -desde 2007- y de la eólica -desde 2016-, ofrece estabilidad al sistema. No obstante, las condiciones de despacho establecidas en los contratos PPA impiden aprovechar los años de buena hidraulicidad para priorizar el despacho de energía más barata.

Como se observa en el Gráfico 9, la irrupción de la energía eólica en la matriz eléctrica se corresponde con una caída en la participación de la hidroelectricidad en la generación, al tiempo que se mantiene en niveles altos -entre 2016 y 2019- la hidroenergía no turbinada, lo que estaría sugiriendo competencia entre las fuentes, mientras que el episodio de sequía de 2020 hace que el viento aparezca compensando la magra performance de la hidroenergía.

En cualquier caso, es necesario profundizar en esta temática dado que podría leerse que un alto porcentaje de hidroenergía no turbinada en momentos de buena hidraulicidad sería el costo que tiene el asegurar el abastecimiento en años secos (2020). Si esta inversión es óptima y si la rigidez de los contratos PPA es la ideal en términos económicos, es lo que habría que evaluar.

Gráfico 9
Agua y viento en la generación eléctrica



Fuente: Balance Energético Nacional y UTE

En la medida que en la agenda política se ha incorporado la necesidad de pautar las formas y los instrumentos de una “segunda transición energética” en Uruguay, sería importante valorar el grado de rigidez que imponen, en la toma de decisiones referidas a la gestión de un bien público -como la energía-, algunos instrumentos contractuales.

4.3. El boom eólico y la financiarización

Los diversos trabajos que han abordado la “revolución eólica” en Uruguay destacan los exitosos resultados en términos económicos y ambientales pero incursionan, sólo parcialmente, en las implicancias de los instrumentos contractuales-financieros asociados a la misma.

Los contratos PPA -con los que se concretó la instalación de 2/3 de la capacidad instalada eólica- son instrumentos a través de los cuales UTE se compromete a la compra de toda la energía eléctrica generada por el parque eólico, en general por un lapso de 20 años, a un precio en dólares por MWh estipulado en el contrato, que se ajusta a través de una fórmula con base en el IPC de Uruguay y Estados Unidos. Como se ha señalado -además- por Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 59/015 -de 17 de febrero de 2015- se asegura el pago de la energía que los generadores se encuentren en condiciones de generar, al mismo precio estipulado en el contrato respectivo, pero

que -por restricciones operativas- no resulte posible ser despachada. Estas garantías explican la extraordinaria respuesta del capital privado para invertir en el proceso. A esto hay que agregar, como prebendas obtenidas por los inversores privados, las exoneraciones tributarias genéricas que contempla la Ley General de Inversiones y las exoneraciones específicas vinculadas a la inversión en energías renovables.

Cuando se indaga en los factores que influyeron en la implementación de este tipo de contrato, se observa que los mismos no sólo incentivan a los inversores privados, sino también -y fundamentalmente- la posibilidad de acceder a créditos para financiar esa inversión, generando condiciones de “bancabilidad” de los proyectos. En este sentido, como señalan Suárez et al (2020: 4) el impresionante crecimiento de la energía eólica en Uruguay no puede explicarse sin la presencia de “un moderno y transparente marco regulatorio, eficientes esquemas de adjudicaciones, incentivos fiscales al sector privado y crecientes niveles de sofisticación e innovación financiera que incrementaron la bancabilidad de los proyectos”. Los mismos autores insisten, respecto a los PPA que fueron la piedra angular que proporcionó seguridad en el retorno de largo plazo de las inversiones privadas, lo que brindó bancabilidad a los proyectos eólicos” (Suárez et al., 2020: 30).

El sector privado encontró entonces la oportunidad de utilizar la modalidad de créditos con la impronta de “project finance” que puede definirse como un mecanismo crediticio que no se apoya en el respaldo de los promotores del proyectos, ni en su solvencia o activos, sino en el desempeño –técnico, económico y financiero – del proyecto financiado. En consecuencia, “el repago del capital y el servicio de los intereses y demás gastos de la financiación depende exclusivamente de la capacidad del proyecto de generar un flujo de caja suficiente para cubrir la financiación y un retorno para los inversores” (Martínez de Hoz y Blanco, 2018: 9).

El estado uruguayo a través del Ministerio de Industria, Energía y Minería y la empresa pública UTE, generó las condiciones necesarias para que el negocio eólico alcanzara los niveles de bancabilidad capaces de ser valorado positivamente por el capital financiero internacional. Desde esta perspectiva, es interesante discutir -como lo plantean Mazzucato y Semieniuk- en qué medida las finanzas condicionan, moldean y transforman aquello que es financiado (o no) y, en consecuencia, si la prevalencia de uno u otro tipo de financiamiento privilegia determinadas áreas tecnológicas, ciertos niveles de riesgo y áreas de innovación particulares, proceso en el que se inducen las direcciones del proceso de innovación (Mazzucato y Semieniuk, 2017).

Uruguay, como una pequeña economía periférica no ha podido incidir más que generando el “clima inversor” en la financiarización de la generación eólica y en este sentido sería muy importante discutir cómo ha impactado en el ritmo y la dirección de la revolución eólica lo que algunos autores han señalado como la subsunción real de la esfera productiva al mundo de las finanzas (Chesnais, 2019).

Como corolario de esta discusión resulta ilustrativo recordar las palabras de uno de los artífices del proceso de transformación de la matriz energética en Uruguay, el Director Nacional de Energía entre 2008 y 2015 (Ramón Méndez Galain) “... uno tiene que entender que el negocio eólico es un negocio básicamente financiero... “¿Cuál es el costo de la energía? Repagar la inversión inicial. Esto significa dos cosas: primero conseguir el mejor precio; segundo, conseguir la mejor tasa de interés”¹⁸.

En la medida que durante los años 2011 y 2015 la preferencia por la liquidez no fue tan alta en los mercados financieros globales, ante la lluvia de propuestas, Uruguay optó por hacer ingresarlas en

¹⁸ Entrevista a Ramón Méndez en Radio el Espectador (05/07/2015). Citado por Esponda, 2018.

su casi totalidad, superando los 1000 MW de potencia instalada en la forma de inversión privada. Esta decisión implicó incumplir uno de los objetivos del plan contenido en la Política Energética 2005-2030 que establecía como objetivo evitar que los privados fueran dominantes en los distintos subsectores.

Adicionalmente, hay una cuestión adicional que emerge en los países periféricos -como Uruguay- al analizar los contratos. Los mismos, comprometen el pago en dólares americanos de la generación de los parques eólicos y el ajuste de precio en función de la paridad de poder adquisitivo (Tipo de Cambio, IPC de Uruguay y, IPC de USA), así como el reconocimiento del arbitraje internacional ante la eventualidad de conflicto de intereses.

Una parte de la literatura económica, aquella que analiza de manera crítica los costos de la globalización para los países periféricos, señala que la necesidad de apelar a inversores extranjeros y/o a créditos de la banca internacional para desarrollar dinámicas de inversión (Lapavitsas, 2016) y, en el caso que nos ocupa para financiar la generación eólica, obliga a diseñar un andamiaje institucional capaz de captar y mantener reservas en “la moneda fuerte” forma de otorgar un “reaseguro” al cumplimiento de los compromisos. Esta situación se genera como consecuencia de la “jerarquía de monedas” (Piqué, 2016) y el problema que se configura cuando la recaudación por la venta de energía eléctrica se realiza en moneda nacional, pero el pago a los proveedores debe realizarse en divisas -en este caso dólares-.

Como señala el propio Banco Interamericano de Desarrollo "tener activos en una moneda y pasivos en otra -o descalce monetario- ha tenido un papel importante en algunas de las recientes crisis financieras latinoamericanas..."¹⁹. Tomar nota de este tipo de riesgo para diseñar los futuros instrumentos en una segunda transición aparece como recomendable.

4.4. Dinámica de subastas y adjudicaciones: el precio de la energía y el CNI

La mayoría de los trabajos que analizan la “revolución eólica” en Uruguay valoran muy positivamente el mecanismo de la subasta o licitación como mecanismo competitivo para realizar las adjudicaciones a los proyectos eólicos. Sin embargo, como surge de la documentación relevada, en 2012 -amparada por el Decreto N° 424/011 de 06/12/2011- UTE adjudicó directamente nueve parques eólicos entre aquellos oferentes que se habían presentado a la convocatoria en 2011 -y no habían obtenido la adjudicación- siempre y cuando estuvieran dispuestos a vender la energía eléctrica al precio más bajo de las ofertas adjudicadas en aquella subasta.

Esto implicó un cambio en las reglas de juego, aunque algunos autores entienden que las subastas tenían por objetivo descubrir el precio de generación y ofrecer posteriormente una tarifa regulada sin proceso de subasta (Factor, 2017). Por la vía de los hechos, la mayor parte de la generación renovable en Uruguay no ha sido contratada mediante procesos competitivos, sino mediante la aceptación -por inversores privados- de una tarifa decidida administrativamente (feed-in tariff) y a través de inversión pública no tradicional por parte de UTE.

Sin duda, este mecanismo permitió una aceleración del proceso de incorporación de la energía eólica en la matriz eléctrica uruguaya y contribuyó a los logros -en profundidad y rapidez del cambio- que se han presentado en la sección 2.

Antes de analizar su impacto corresponde señalar que este cambio de rumbo se originó por iniciativa de dos actores. Por un lado UTE, que solicitó al Poder Ejecutivo duplicar el monto de la

¹⁹ <https://www.iadb.org/es/noticias/el-doble-filo-del-descalce-monetario>.

licitación para aprovechar los “buenos precios” obtenidos. Por otro lado, los oferentes que no habían conseguido la adjudicación en 2011 y que consideraron más rentable bajar el precio ofrecido a tener que preparar un nuevo proyecto en otra instancia licitatoria. Es interesante observar que algunos de los proyectos que obtuvieron adjudicación a 65 dólares el MWh en 2012 habían realizado ofertas superiores a los 100 dólares y aún 120²⁰.

En primer lugar, respecto al precio, es posible especular con el hecho de que la maduración de la tecnología eólica, los aprendizajes en términos de diseño y desarrollo de proyectos, así como el contexto macroeconómico -al menos hasta 2015- podrían haber operado en el sentido de conseguir mejores ofertas. Así parecería indicar -aunque esto merece un estudio más profundo- los precios obtenidos por Argentina en los procesos licitatorios realizados en 2016 y 2017, que promediaron los 57 dólares el MWh los primeros y 41 dólares el MWh los segundos, en contraste con los 65 dólares establecidos en los contratos por Uruguay en las adjudicaciones resultantes de la aplicación del Decreto 424/011.

Hay opiniones concluyentes respecto a que la contrapartida de los bajos precios obtenidos en las subastas en Argentina es que los proyectos -en buena medida- no se han desarrollado²¹, lo que reforzaría la idea de que Uruguay aprovechó la oportunidad y el éxito estaría en que los proyectos se concretaron en tiempo y forma.

Sin embargo, algunos indicadores a escala global invitan a analizar y discutir el costo de la energía eólica en Uruguay, en perspectiva comparada. De acuerdo a Lazard (Cuadro 4), ya en 2015 el precio promedio del MWh pagado por Uruguay a través de los contratos PPA se ubica muy cerca del umbral superior, aún de la categoría “sin subsidio²²” y en los años siguientes la diferencia se amplía, sugiriendo que el país al completar la instalación de potencia con los contratos celebrados en 2012 habría perdido la oportunidad de aprovechar la caída tendencial de los precios.

Cuadro 4
Costo de la Energía Eólica en perspectiva global. Rango de precios.

Año	US\$ el MWh (sin subsidio)	US\$ el MWh (con subsidio)
2009	101 - 169	s/d
2010	99 - 148	s/d
2011	50 - 92	s/d
2012	48 - 95	s/d
2013	45 - 95	s/d
2014	37 - 81	14 - 67
2015	32 - 77	14 - 63
2016	32 - 62	14 - 48
2017	30 - 60	14 - 52
2018	29 - 56	14 - 47
2019	28 - 54	11 - 45
2020	26 - 54	--
2021	26 - 50	9 - 40

Fuente: Lazard (<https://www.lazard.com>)

²⁰ Información suministrada por Oscar Ferreño en entrevista realizada para este trabajo.

²¹ Oscar Ferreño en entrevista realizada para este trabajo.

²² Debe acotarse que lo cota máxima sin subsidios incorpora algo de “gasto tributario” ya que supone el no cobro del impuesto a las ganancias empresariales durante los primeros cinco años (ver <https://www.youtube.com/watch?v=LS9USMq1VA4>). Por lo tanto, el rango superior de precios sin subsidio sería un poco mayor.

En el mismo sentido parece apuntar la concreción de contratos de UTE con generadores privados que hasta 2019 sólo ofrecían energía eléctrica en el Mercado Spot y que en ese año y el siguiente firmaron contratos PPA vía negociación directa con UTE fijándose un precio base de 45 dólares el MWh. Para el 2019, los precios de referencia a nivel mundial de la generación eólica con subsidio, oscilaron entre 11 US\$/MWh y 45 US\$/MWh²³. Incluso, si miramos los precios sin subsidio, oscilaron entre 28 US\$/MWh y 54 US\$/MWh. En rigor, al no existir un detalle claro de cómo y qué se consideró subsidio impositivo, es posible que la comparación no sea del todo rigurosa pero sí permite sugerir que incluso los contratos vía negociación directa con quienes apostaron al SPOT son a precios altos, asemejables al máximo del rango de precios a nivel internacional.

En segundo lugar, la aceleración del proceso pudo haber tenido un impacto negativo en la política de “componente nacional de la inversión” (CNI), como lo señalan Bertoni et al. (2020). La industria nacional, más allá de las debilidades estructurales que en aquel trabajo se manejan, pudo verse imposibilitada de realizar las inversiones y ajustes necesarios para responder -en un tiempo tan acotado- a la demanda concentrada especialmente de bienes de capital, equipamiento y materiales de infraestructura.

Es posible, como han manifestado los informantes calificados entrevistados para este trabajo, que con la información manejada en 2012 y ante la perspectiva de que se mantuviera e incrementara la demanda eléctrica, la decisión adoptada de abandonar los procesos competitivos tuviera racionalidad (Ferreño). No obstante, una vez más, de cara a una segunda transición energética en el país debería tenerse en cuenta lo analizado en esta sección.

5. Conclusiones

La literatura académica y los hechos estilizados muestran al Uruguay como un país modelo en cuanto a la realización de una transición energética rápida y exitosa de cara a la incorporación de energías renovables no convencionales. El desarrollo de un plan de política a largo plazo y la existencia previa de un entramado institucional con una empresa pública verticalmente integrada como eje de gravitación, constituyen factores explicativos claros de este particular desempeño.

Paradójicamente, el liderazgo estatal en la planificación y generación de garantías se utilizó para promover un proceso de privatización en la generación. Visto como un resultado favorable por muchos y preocupante por pocos, lo cierto es que el cambio de matriz energética junto con el cambio en la propiedad de la generación presenta un conjunto de problemas y desafíos a futuro que merecen considerarse.

La virtuosa articulación público-privada con liderazgo estatal y de la empresa pública no debe soslayarse al momento de interpretar los hechos. La impronta planificadora del gobierno instalado en 2005 ofreció un escenario muy propicio para concretar ese tipo de articulación. En el mismo sentido debe valorarse la existencia de una importante acumulación y una “usina de conocimiento” en la universidad pública, la Universidad de la República, y las sinergias que produjo la instalación de la Agencia Nacional de Investigación e Innovación. Finalmente, el dinamismo emergente de la Dirección Nacional de Energía, terminó de configurar un contexto muy favorable para desplegar la política energética. Entre los factores que hicieron posible la revolución eólica, debe resaltarse este complejo entramado organizativo-institucional. De cara a una segunda transición, no debería subestimarse el rol del sector público para orientar el cambio transformacional.

²³ Ver informe: <https://www.lazard.com/media/451086/lazards-levelized-cost-of-energy-version-130-vf.pdf>.

Asimismo, se torna necesario encarar estudios de mayor profundidad que contribuyan a realizar una evaluación integral de los costos y beneficios de la privatización en generación eléctrica asociados al cambio hacia las renovables no convencionales.

Entre los problemas emergentes de la nueva matriz eléctrica debe señalarse la dificultosa gestión de las fuentes intermitentes en un escenario en que la aceleración en el proceso de inversión dio lugar a una potencial oferta de energía eléctrica, por encima de la demanda local. Si bien las exportaciones pueden constituir una salida a la problemática, las condiciones establecidas por los contratos PPA generan restricciones al despacho y, aunque es necesario profundizar en el análisis de sus impactos, la evidencia manejada en este trabajo sugiere la necesidad de analizar los mecanismos capaces de evitar una competencia entre fuentes públicas baratas y fuentes privadas relativamente caras al momento de definir el mix óptimo de despacho.

En el mediano y largo plazo, el compromiso establecido en los PPA de pagar un precio en dólares por la energía generada por los agentes privados en el sistema, puede convertirse en un factor distorsivo. La razón de ello estriba en que el cobro de la energía eléctrica en el mercado local se realiza en pesos uruguayos y por tanto debe monitorearse de manera permanente la relación cambiaria para evitar un descalce que obligue a transferencias intersectoriales para hacer frente al mismo, con las consiguientes implicancias de economía política.

El diseño de la política energética, incorporando la idea de encadenamientos con otros sectores productivos en el proceso de instalación de potencia en el país, conllevó a manejar como instrumento el “componente nacional de la inversión”. El análisis de la evidencia disponible induce a pensar en un modesto impacto como política industrial. Aunque hay que profundizar en las determinantes de ese resultado, la aceleración del proceso de instalación de parques eólicos parece haber operado como un obstáculo a la posibilidad de las empresas nacionales de adecuar su escala y capacidad productiva en tan limitado lapso. Es posible que la positiva valoración de aprovechar la oportunidad de sobre oferta de proyectos en 2011 y la incertidumbre sobre la evolución de los mercados de capitales en el futuro inmediato hayan justificado la decisión de adjudicar 1000 MW más allá de los instrumentos competitivos. La reflexión que cabe es si puede medirse con esos parámetros de corto plazo las políticas industriales.

Finalmente, en la tercera década del siglo XXI Uruguay parece estar embarcado en tomar decisiones muy relevantes respecto a la segunda transición energética. El análisis de la experiencia de la revolución eólica debería ocupar un lugar importante al momento de definir el sentido y el alcance del proceso y, de manera especial cuál es el papel que jugará el sector público y, en particular, las empresas públicas en él. Algunas señales desde el gobierno actual parecen apuntar a una mayor incidencia de las fuerzas del mercado y a obtener -a través de diversos instrumentos- un mayor liderazgo del sector privado en la dinámica del cambio. A la luz de lo analizado en este trabajo resulta necesario advertir sobre la importancia del control público en la dinámica transformacional y a evitar que las empresas públicas, en particular la UTE, se conviertan en una suerte de UBER de la electricidad, al menos si se valora positivamente que mantengan su filosofía fundacional de contribuir al desarrollo de la producción nacional y a contribuir al bienestar social en el país.

Bibliografía y fuentes

Administración del Mercado Eléctrico - ADME (v/a) *Precio Spot Sancionado*. https://adme.com.uy/mme_admin/sancionado.php.

Altomonte, H. (2017) (Coord.) *Las energías renovables no convencionales en la matriz de generación eléctrica. Tres estudios de caso*. CEPAL. Documento de Proyecto. Santiago de Chile.

Ardanche, M., Bianco, M., Cohanoff, C., Contreras, S., Goñi, M., Simón, L., Sutz, J. (2017) “The power of wind: an analysis of a Uruguayan dialogue regarding an energy policy”. *Science and Public Policy*, 45, 1-10.

AUGPEE (2021) Impacto de la integración de las renovables en el costo de abastecimiento de la demanda. www.augeep.org.uy (Consulta realizada 20/01/2022).

Bertoni, R. (2011) *Energía y Desarrollo. La restricción energética en Uruguay como problema (1882-2000)*. Comisión Sectorial de Investigación Científica, Departamento de Publicaciones, UDELAR.

Bertoni, R.; Echinope, V.; Gaudioso, R.; Laureiro, R.; Loustaunau, M. Taks, J. (2010) *La matriz energética: una construcción social*. Comisión Sectorial de Investigación Científica, UDELAR.

Bertoni, R.; Messina, P.; Bértola, L. (2020) “Revolución en la matriz energética en Uruguay. El caso de la energía eólica”. En, Jiménez Guanipa, H. y Marisol Luna Leal, *Crisis climática, transición energética y derechos humanos*, Tomo II: *Protección del medio ambiente, derechos humanos y transición energética*. Fundación Heinrich Böll, Oficina Bogotá – Colombia.

Caetano, G. (2019) *Historia Mínima del Uruguay*. El Colegio de México.

CAF – Banco de Desarrollo de América Latina (2021) Uruguay: líder en el uso de fuentes renovables en América Latina. <https://www.caf.com/es/actualidad/noticias/2021/07/uruguay-lider-en-el-uso-de-fuentes-renovables-en-america-latina/> (accesed: 20/01/2022).

Carracelas, G. Ceni R. y Torrelli, M. (2006). *Las tarifas públicas bajo un enfoque integrado. Estructura tarifaria del sector eléctrico en el Uruguay del siglo XX*. Monografía de grado Licenciatura en Economía, Universidad de la República, Facultad de Ciencias Económicas y Administración, Montevideo.

Chesnais, F. (2019). "Financialization and the impasse of capitalism". *The Japanese Political Economy*, 45(1-2), 81-103.

Costa Correa, K.; Urionda-Maldonado, M; Rodrigues Vaz, C. (2022) “The evolution, consolidation and future challenges of wind energy in Uruguay”; *Energy Policy*, 161 (2022) 112758.

Dominzain, S. (2012) *Sociedad en Movimiento. Acciones institucionales y prácticas ciudadanas en el Uruguay de los años noventa*. Ediciones Universitarias, Unidad de Comunicación de la Universidad de la República.

Dubrovsky, H.; Ruchansky, B. (2010) *El desarrollo y la provisión de servicios de infraestructura: la experiencia de la energía eléctrica en Uruguay en el periodo 1990-2009*. CEPAL, Serie Documentos de Proyectos No. 284.

Esponda, F, Molinari J. (2017). La dimensión contable de la revolución eólica uruguaya. En: 6th Latin American Energy Economics Meeting :, Rio de Janeiro, Brasil.

Esponda, F. (2018) Reglas de Juego Contables de la Inversión Pública. Sobre la consolidación contable de las empresas públicas en el resultado fiscal, sus problemas y posibles soluciones. Oficina de Planeamiento y Presupuesto. <https://www.opp.gub.uy/sites/default/files/inline-files/Reglas%20de%20juego%20de%20la%20inversi%C3%B3n%20p%C3%BAblica.pdf>. (Acceso, 28/01/2022).

Factor (2017) *Subastas de energía renovable en Latinoamérica y Caribe. Caso de Estudio: Uruguay*. Banco Interamericano de Desarrollo. Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM).

Fouquet, R.; Pearson, P. (2012) Past and prospective energy transitions: Insights from history. *Energy Policy* Volume 50, November 2012.

Fouquet, R. (2016) "Historical energy transitions: speed, prices and system transformation". *Energy Research & Social Science*, 22.

Geymonat, J. (2019) Grupos económicos nacionales con presencia en la industria (2010-2015). Documento de trabajo N° 56. Programa de Historia Económica y Social, Unidad Multidisciplinaria, Facultad de Ciencias Sociales, Universidad de la República.

Lapavitsas, C. (2016) *Beneficios sin producción. Cómo nos explotan las finanzas*. Madrid, Traficantes de sueños.

Martínez de Hoz, J.; Blanco, M. (2018) "Project Finance y Energías Renovables". *Revista Jurídica*, Universidad de San Andrés. Suplemento de Energías Renovables.

Martínez, M. L. (2007) "Noventa años después. El Instituto de Química Industrial del Uruguay y la investigación sobre el carburante nacional". *Revista de Estudios Sociales de la Ciencia*, vol. 13 25 , p. 51-83.

Mazzucato, M (2013). *The Entrepreneurial State: Debunking Public vs. Private Sector Myths*. Londres, Anthem Press.

Mazzucato, M. y Semieniuk, G. (2017) "Public financing of innovation: new questions"; en *Oxford Review of Economic Policy*, Volume 33, Number 1, 2017, pp. 24–48

Meyer, Niels. (2007). Learning from Wind Energy Policy in the EU: Lessons from Denmark, Sweden and Spain. *European Environment*. 17. 347 - 362. 10.1002/eet.463.

Ministerio de Industria Energía y Minería (MIEM) *Balance Energético Nacional. Uruguay*. <http://www.ben.miemb.gub.uy>.

Ministerio de Industria Energía y Minería (MIEM) (s/f) *Política Energética 2005-2030*.

<http://www.eficienciaenergetica.gub.uy/politica-energetica>.

Programa de Energía Eólica en Uruguay - PEE (2009) *La intervención de industrias y servicios nacionales en el desarrollo de la energía eólica en Uruguay*.
http://www.energiaeolica.gub.uy/uploads/documentos/informes/20090206%20Informe%20industria_publicar.pdf.

Piqué, P. (2016) “La jerarquía de monedas nacionales y los problemas financieros actuales”. *Revista de Economía Institucional*, Vol. 18, N° 34, pp 69-85.

Ruchansky, B.; Blanco, A. (2017) “Las energías renovables no convencionales en la matriz de generación eléctrica: tres estudios de caso”. En Altomonte, H. (Coord.) *Las energías renovables no convencionales en la matriz de generación eléctrica. Tres estudios de caso*. CEPAL. Documento de Proyecto. Santiago de Chile.

Saralegui, C. (2016) *Generación de energía eólica en manos de privados. El Estado y los nuevos desafíos*. Trabajo Final, Licenciatura en Desarrollo, UDELAR.
https://www.colibri.udelar.edu.uy/jspui/bitstream/20.500.12008/9823/1/TDes_SaraleguyClaudio.pdf

Smil, V. (2010) *Energy Transitions. History, Requirements, Prospects*. ABC-CLIO, LLC, Santa Barbara, California.

Sovacool, B. (2016) ‘How Long Will it Take? Conceptualizing the Temporal Dynamics of Energy Transitions’, *Energy Research & Social Science*, 13:202–215.

Stuhldreher, A.; Morales, V. (2019) “Sustainable development, climate change and energy trade in the regional context of MERCOSUR”. En *Latin American Journal of Trade Policy*, [Vol. 2 No. 5](#).

Suárez Alemán, A.; Yitani Ríos, J.; Astesiano, G.; Valencia, A.; Correa, C.; Franco Corzo, J. (2020) *Casos de estudio en Asociaciones Público-Privadas en América Latina y el Caribe. Generación de Electricidad con Fuentes Eólicas en Uruguay*. Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

Uruguay XXI. (s/f) *Información estadística*. <https://www.uruguayxxi.gub.uy/es/centro-informacion/exportaciones/>.

Waiter, A. (2019) *Trayectoria tecnológica, capacidades nacionales y aspectos institucionales: la construcción de la represa hidroeléctrica en Rincón del Bonete, Uruguay 1904–1945*. Tesis de Maestría en Historia Económica, Facultad de Ciencias Sociales, UDELAR.

Wynn, G. (2018) *Power-Industry Transition, Here and Now Wind and Solar Won't Break the Grid: Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA) Nine Case Studies*. (<https://ieefa.org>).